



BOLETÍN TRIMESTRAL

SEGUIMIENTO Y MONITOREO DE LOS MERCADOS MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD Y GAS

SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS COMBUSTIBLE
UNIDAD DE MONITOREO DE MERCADOS DE ELECTRICIDAD Y GAS NATURAL
SEPTIEMBRE-NOVIEMBRE 2019

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

Natasha Avendaño García

Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios

Diego Alejandro Ossa Urrea

Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible (E)

EQUIPO DE TRABAJO

Camilo Táutica Mancera – **Coordinador**

Equipo electricidad:

Stefanía Gómez Sánchez

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 Lopez Amaya

Diego Alejandro Castro Lopez

Karen Vanessa Angulo

Apoyo jurídico:

Marco Antonio Jiménez Sánchez

Fecha de publicación: diciembre 2019

Contenido

Contenido	3
Lista de figuras	4
Lista de tablas.....	6
1. Introducción.....	7
2. Seguimiento a variables de mercado.....	7
2.1. Mercado de energía eléctrica.....	7
2.1.1. Oferta - Generación por combustible.....	7
2.1.2. Oferta - Nivel de embalses	9
2.1.3. Indicadores sobre el fenómeno de El Niño.....	10
2.1.4. Eventos de indisponibilidad en la infraestructura de energía eléctrica.....	11
2.1.5. Demanda	17
2.1.6. Precios.....	19
2.1.7. Restricciones	22
2.1.8. Contratos con destino al mercado regulado	24
2.1.9. Contratos con destino al mercado no regulado	25
2.2. Mercado de gas natural.....	27
2.2.1. Producción.....	27
2.2.2. Importaciones	28
2.2.3. Eventos de indisponibilidad en la infraestructura de gas natural.....	29
2.2.4. Precios.....	31
3. Análisis de indicadores	32
3.1. Indicadores mercado de energía eléctrica	32
3.1.1. Índices de concentración HHI.....	32
3.1.2. Análisis de las ofertas y del comportamiento de los agentes generadores	39
3.1.3. Agentes pivotaes	41
3.2. Indicadores mercado de gas natural	43
3.2.1. Índices de precios nacional vs importado.....	43
3.2.2. Índices de precios nacional para sectores térmico y no térmico.....	45
3.2.3. Participación en la contratación del mercado primario por productor.....	46
3.2.4. Participación en la demanda regulada por distribuidor.....	47
4. Conclusiones.....	48

Lista de figuras

Figura 1. Generación diaria por tipo de recurso.....	8
Figura 2. Generación diaria con recursos fósiles.....	9
Figura 3. Volumen útil diario del embalse agregado en porcentaje.....	10
Figura 4. Volumen útil diario del embalse agregado en energía.....	10
Figura 5. Comportamiento del ONI en 2019 y otros años de referencia.....	11
Figura 6. Comportamiento del MEI en 2019 y otros años de referencia.....	11
Figura 7. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas de generación en 2019.....	12
Figura 8. Duración media y frecuencia de indisponibilidades en plantas de generación hidroeléctrica en 2019.	13
Figura 9. Duración media y frecuencia de indisponibilidades en plantas de generación termoeléctrica en 2019.	14
Figura 10. Media y desviación estándar de las horas de indisponibilidad en los activos de transmisión.	15
Figura 11. Media y desviación estándar de las horas compensadas por la indisponibilidad en los activos de transmisión.	16
Figura 12. Densidad de probabilidad y probabilidad acumulada de las horas de indisponibilidad por activo de transmisión.	16
Figura 13. Activos de transmisión con más horas de indisponibilidad en el periodo analizado.....	17
Figura 14. Demanda de energía mensual 2019 y escenarios de proyección de la UPME.....	17
Figura 15. Demanda promedio mensual por región, participación sobre el total del periodo analizado y crecimiento con respecto al 2018, y demanda no atendida promedio mensual por región.	18
Figura 16. Porcentaje de contratación de la demanda para el periodo 2019-2024.	19
Figura 17. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) durante el periodo de análisis.	20
Figura 18. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y volumen útil diario de los embalses.	21
Figura 19. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y costo asociado a las restricciones.....	21
Figura 20. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y precio de escasez de activación.	22
Figura 21. Comparación del precio de bolsa promedio diario y promedio mensual con el MC y el precio promedio de contratos para usuarios no regulados.....	22
Figura 22. Costo agregado por agente mensual de reconciliaciones positivas sin AGC desde 2017.	23
Figura 23. Costo agregado por agente mensual de reconciliaciones positivas sin AGC en 2019.....	23
Figura 24. Generación fuera de mérito vs Precio promedio de bolsa.....	24
Figura 25. Cantidad de contratos según el año de inicio del periodo a contratar.	24
Figura 26. Evolución mensual en la cantidad de contratos con destino al mercado no regulado por tipo de despacho.	25
Figura 27. Producción total de gas por campo.	27
Figura 28. Participación en la producción de gas por campo.	28
Figura 29. Gas inyectado diario e inventario total de la planta de regasificación.	28
Figura 30. Producción total de gas por región enero - noviembre 2019 y eventos de indisponibilidad trimestre	29
Figura 31. Distribución de mantenimientos por campo de producción y por porcentaje de restricción. Fuente: elaboración propia a partir de datos del CNO Gas.	30
Figura 32. Distribución de mantenimientos por transportador y por porcentaje de restricción.	31
Figura 33. Precio promedio ponderado del mercado primario en firme por fuente.....	31
Figura 34. Precio promedio contratos por sector de consumo en el mercado primario.....	32
Figura 35. Evolución del HHI para mercados de generación de energía eléctrica.	33
Figura 36. Participación de los agentes en la generación real.	33

Figura 37. Participación de los agentes en la fijación de precios.	34
Figura 38. Evolución de ofertas de precio para el portafolio de EMGESA.....	35
Figura 39. Evolución de ofertas de precio para el portafolio de EPM.	35
Figura 40. Evolución de ofertas de precio para el portafolio de ISAGEN.	36
Figura 41. Evolución de ofertas de precio para el portafolio de CHIVOR.....	36
Figura 42. Evolución de ofertas de precio para el portafolio de EPSA.	37
Figura 43. Comportamiento de las ofertas de precio para el caso 1.	40
Figura 44. Comportamiento de las ofertas de precio para el caso 2.	41
Figura 45. IOR pivotal para el escenario de demanda máxima.	41
Figura 46. IOR bipivotal para el escenario de demanda máxima.	42
Figura 47. Índices de precios nacional vs importado enero-abril 2019.....	43
Figura 48. Índices de precios nacional vs importado septiembre–noviembre 2019.....	44
Figura 49. Índices de precios nacional vs importado 2017-2019.....	45
Figura 50. Comparación de precios entre el sector térmico y el sector no térmico de los principales campos del país (en USD/MBTU).	45
Figura 51. Participación de los productores en la contratación del mercado primario.....	46
Figura 52. Participación de los productores en el total de la producción.	47
Figura 53. Participación de los distribuidores en el total de la demanda regulada.	47
Figura 54. Participación de los distribuidores en el total de los suscriptores.	48

Lista de tablas

Tabla 1. Participación de cada recurso en la generación durante el periodo de análisis.	8
Tabla 2. Duración media y frecuencia de indisponibilidades para las 20 plantas que tuvieron los valores más altos.	12
Tabla 3. Duración media y frecuencia de indisponibilidades para las 18 plantas hidroeléctricas que tuvieron los valores más altos.	13
Tabla 4. Duración media y frecuencia de indisponibilidades para las 20 plantas térmicas que tuvieron los valores más altos.	14
Tabla 5. Periodo a contratar y cantidad promedio de energía a contratar.	25
Tabla 6. Evolución mensual en la cantidad de contratos con destino al mercado no regulado por tipo de despacho.	26
Tabla 7. Datos mercado no regulado – 30 de Noviembre.	26
Tabla 8. Compra y venta de contratos en el mercado no regulado para el periodo enero-agosto 2019.	26
Tabla 9. Estadísticas descriptivas ofertas EMGESA en \$/kWh.	37
Tabla 10. Estadísticas descriptivas ofertas EPM en \$/kWh.	38
Tabla 11. Estadísticas descriptivas ofertas ISAGEN en \$/kWh.	38
Tabla 12. Estadísticas descriptivas ofertas CHIVOR en \$/kWh.	38
Tabla 13. Estadísticas descriptivas ofertas EPSA en \$/kWh.	39
Tabla 14. Estadísticas descriptivas de la renta inframarginal para el caso 1.	39
Tabla 15. Estadísticas descriptivas de la renta inframarginal para el caso 2.	40

1. Introducción

El presente informe presenta el seguimiento a las principales variables de los mercados de electricidad y de gas natural durante el periodo comprendido entre el 1° de septiembre y el 30 de noviembre de 2019, así como algunos de los hechos más relevantes relacionados con dichos mercados. También se presenta una serie de indicadores de desempeño de cada mercado.

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 los generadores; y iii) 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) participación en la demanda regulada por distribuidor. Finalmente se presentan algunas conclusiones del 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 septiembre y el 30 de noviembre de 2019, 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 sirve 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, 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 eléctrico, con información tomada principalmente del operador del mercado, y que sirve como base para la elaboración de indicadores del mercado.

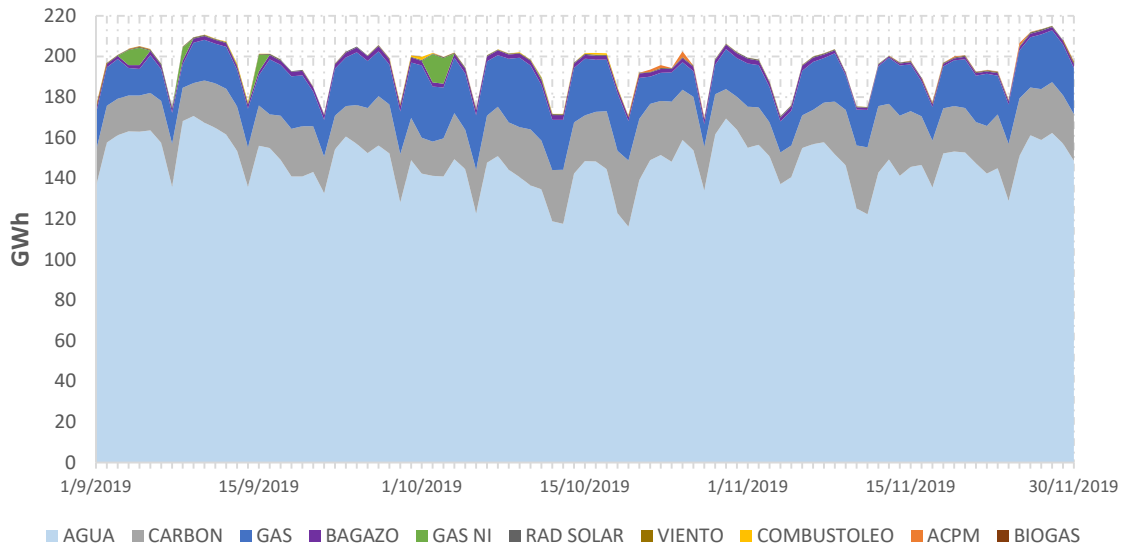
2.1.1. Oferta - Generación por combustible

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 75% de la energía en el periodo, mientras que los recursos fósiles participaron con un 23% y los recursos renovables no convencionales aportaron el restante 1,24%.

Un aspecto para resaltar es que, a partir de la segunda mitad del mes de octubre, no se presentó generación con gas natural importado, y se han mantenido picos de generación cercanos a los 200 GWh-día, por lo que el gas nacional ha sido suficiente para suplir la demanda y no se ha necesitado el consumo de gas importado. Por otra parte, se evidencia un pico durante la última semana de noviembre, alcanzando un agregado de generación

máximo de 215,15 GWh-día, asociado al incremento en la demanda de energía del SIN en dicha semana, y que fue atendido principalmente con generación hidroeléctrica.

Figura 1. Generación diaria por tipo de recurso.



Fuente: elaboración propia con datos de XM.

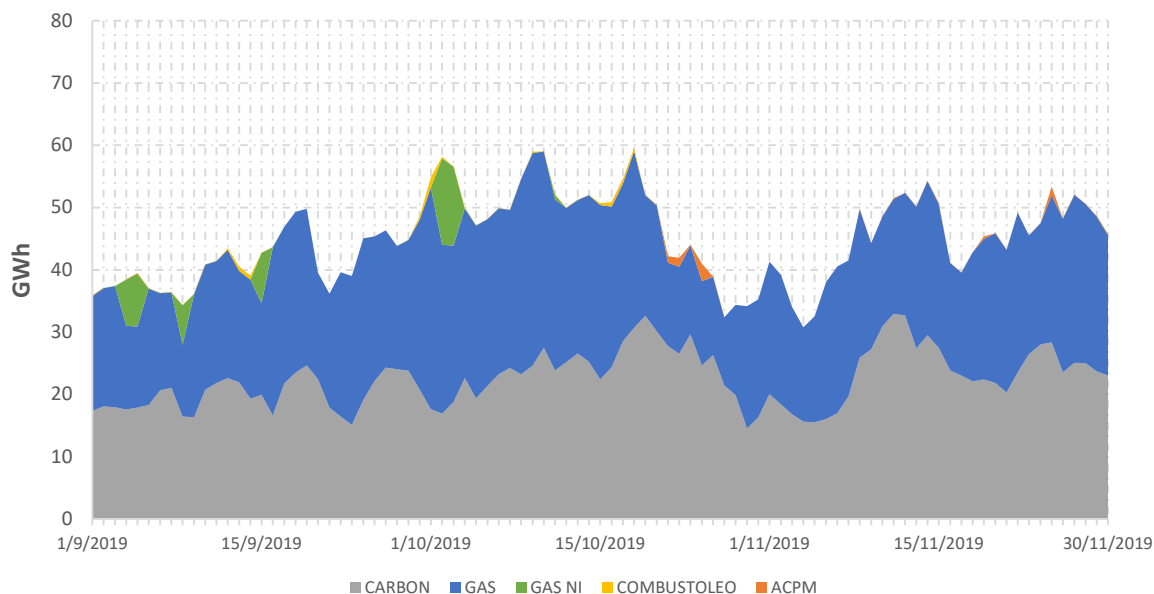
Tabla 1. Participación de cada recurso en la generación durante el periodo de análisis.

Tipo de recurso	Generación (GWh)	Porcentaje de participación (%)
Agua	1.3447,75	75,74
Carbón	2.050,73	11,55
Gas natural	1.964,42	11,06
Bagazo	174,64	0,98
Gas natural importado	57,71	0,33
Solar	37,33	0,21
Viento	8,23	0,046
Combustoleo	7,81	0,044
ACPM	6,43	0,036
Biogás	0,35	0,002
Total	17.755,40	100

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

En la Figura 2 se muestra en detalle la participación de los recursos fósiles en la generación durante el periodo de análisis, y se ve con más claridad la reducción en la generación con gas natural importado a partir de octubre, y una disminución importante de la generación con carbón y gas natural hacia finales del mismo mes y principios de noviembre, con valores entre 30 y 40 GWh-día.

Figura 2. Generación diaria con recursos fósiles.



Fuente: elaboración propia con datos de XM.

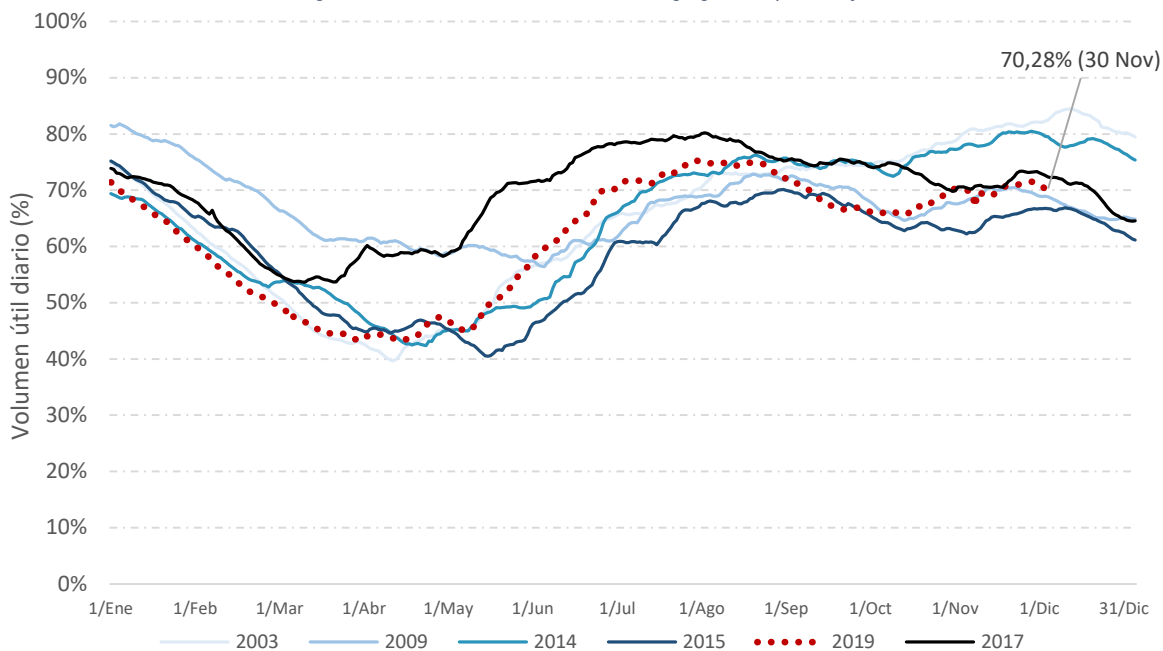
2.1.2. Oferta - Nivel de embalses

La Figura 3 y 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, 2015 y 2017).

En la Figura 3, el porcentaje corresponde a la relación entre el Volumen Útil Diario y la Capacidad Útil del Embalse; para el periodo de septiembre a noviembre, se presenta nuevamente un cambio de tendencia y el porcentaje de volumen útil diario disminuye alcanzando valores cercanos a 65% en el mes de octubre, y ubicarse al final del periodo en porcentajes alrededor de 70%, valores similares a los presentados en 2009 y 2017, que históricamente han sido años de bajos volúmenes útiles de los embalses. En energía (Figura 4), el comportamiento es muy similar, cerrando el mes de noviembre con un valor de 11.878 GWh, similar al presentado en el año 2014.

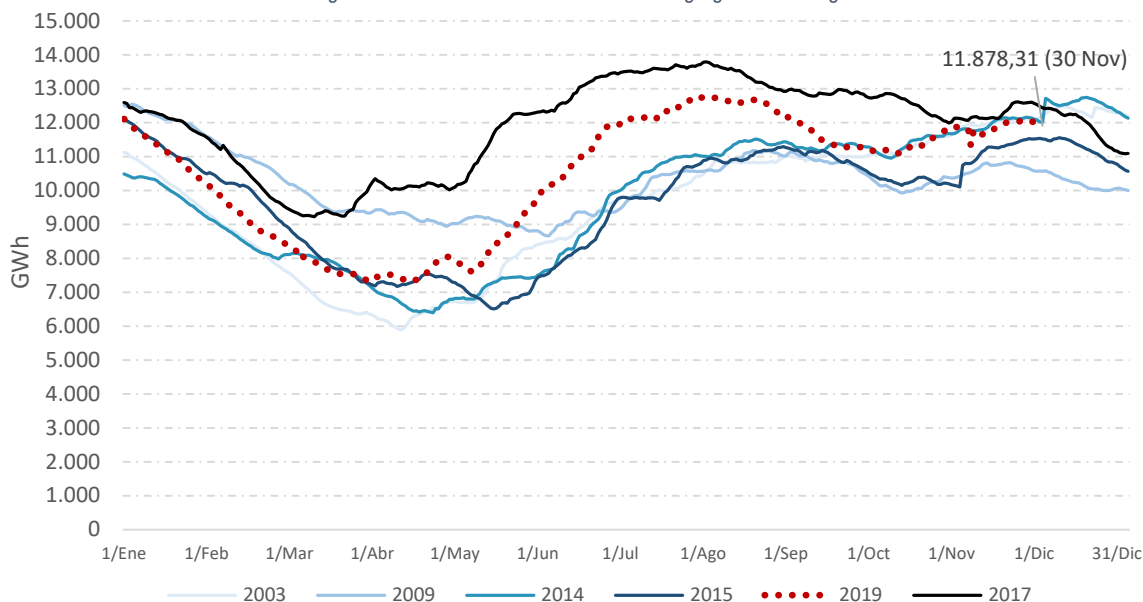
¹ Volumen útil diario: Volumen almacenado en el embalse por encima del Nivel Mínimo Técnico.

Figura 3. Volumen útil diario del embalse agregado en porcentaje.



Fuente: elaboración propia con datos de XM.

Figura 4. Volumen útil diario del embalse agregado en energía.



Fuente: elaboración propia con datos de XM.

2.1.3. Indicadores sobre el fenómeno de El Niño

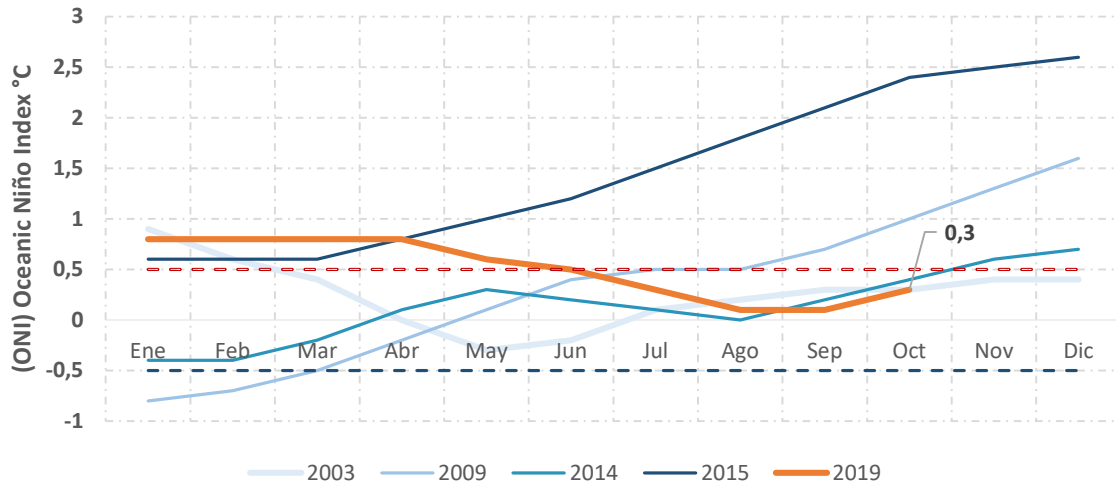
La evolución de los indicadores Oceanic Niño Index² (ONI) y el Multivariate ENSO Index³ (MEI) durante el periodo de análisis se presenta en la Figura 5 y Figura 6, respectivamente, comparándolos contra el comportamiento de cada índice en otros años de referencia relevantes (2003, 2009, 2014 y 2015). En las figuras

² https://origin.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/ensostuff/ONI_v5.php.

³ <https://www.esrl.noaa.gov/psd/enso/mei/>.

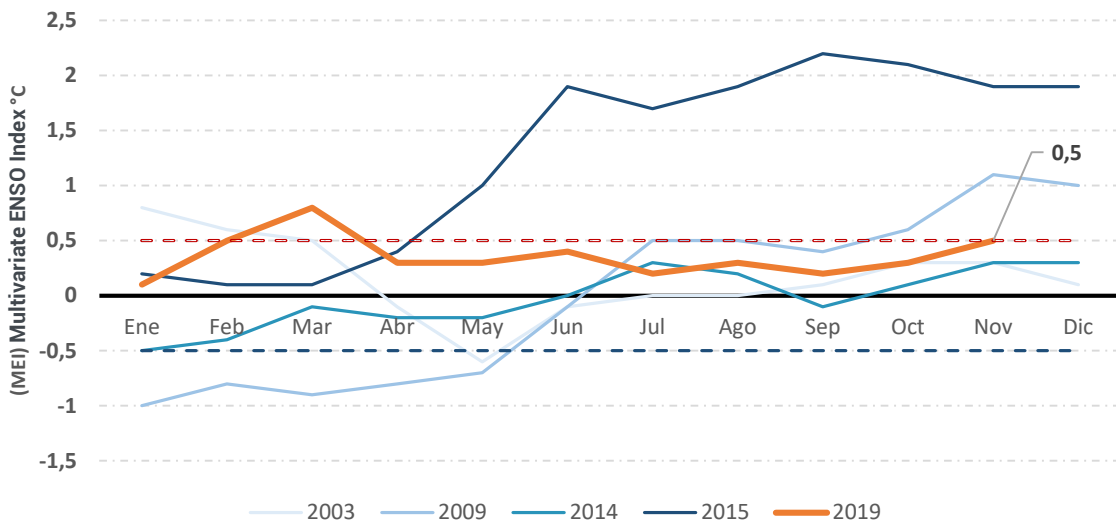
se puede observar que ambos indicadores se encuentran en la banda de neutralidad frente a la ocurrencia de un fenómeno de El Niño; sin embargo, durante el periodo se ve una tendencia hacia el límite superior de la banda (0,5), y en el mes de noviembre el índice MEI se encuentra sobre dicho límite; por su parte el índice ONI alcanza el valor de 0,3 para el mes de octubre, y a la fecha de elaboración del presente informe no se encuentra actualizado para el mes de noviembre.

Figura 5. Comportamiento del ONI en 2019 y otros años de referencia.



Fuente: elaboración propia con datos de la NOAA.

Figura 6. Comportamiento del MEI en 2019 y otros años de referencia.



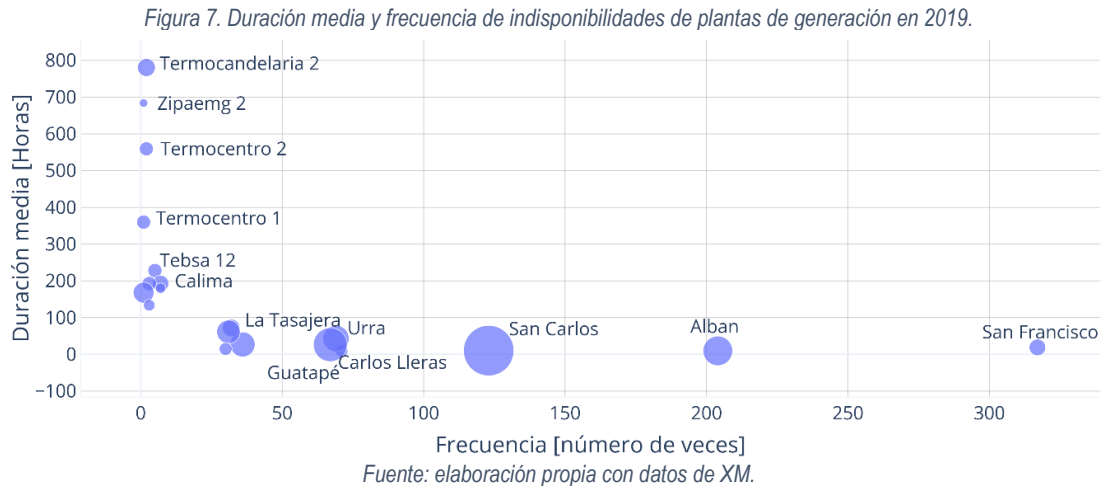
Fuente: elaboración propia con datos de la NOAA.

2.1.4. 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 SIN, para el periodo de análisis.

2.1.4.1. 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 7 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 20 plantas del sistema que presentaron los mayores valores.

Tabla 2. Duración media y frecuencia de indisponibilidades para las 20 plantas que tuvieron los valores más altos.

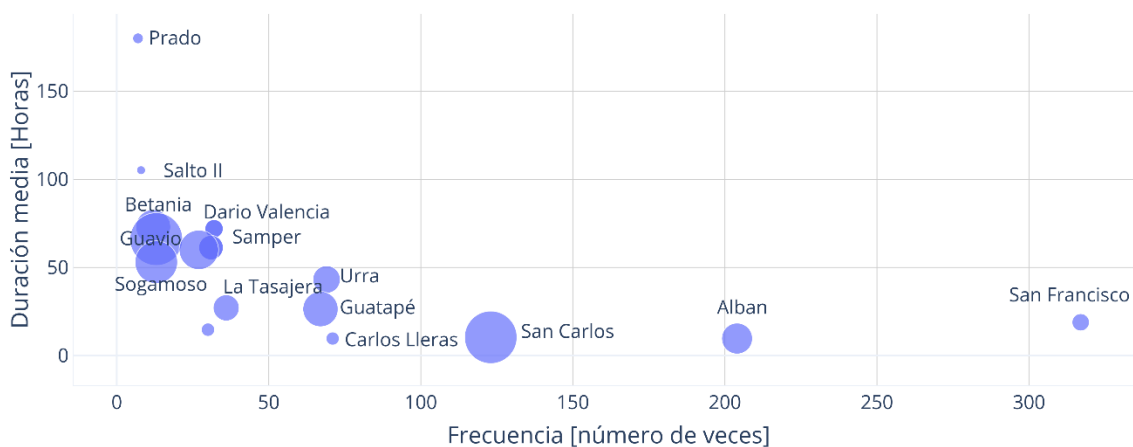
Nombre	Duración (h)	Frecuencia
San Francisco	18,9	317
Albán	9,7	204
San Carlos	10,4	123
Carlos Lleras	9,7	71
Urrá	43,2	69
Guatapé	26,4	67
La Tasajera	27,1	36
Dario Valencia Samper	72,0	32
Guadalupe III	61,3	31
Amoya la Esperanza	14,7	30
Termocandelaria 2	780,7	2
Zipaemg 2	684,0	1
Termocentro 2	559,3	2
Termocentro 1	360,0	1
Tebsa 12	228,2	5
Calima	192,9	7

Nombre	Duración (h)	Frecuencia
Termocentro 3	192,7	3
Prado	180,0	7
Termoemcali 1	168,0	1
Cartagena 3	133,8	3

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Con el fin de hacer un análisis más detallado, a continuación, se presentan las figuras de frecuencia y duración media de indisponibilidades separando las plantas hidroeléctricas y las plantas termoeléctricas. La Figura 8 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 Prado, seguida por Salto II. La mayoría de las plantas se encuentran en la esquina inferior izquierda de la gráfica, con valores de duración media de indisponibilidades inferiores a 100 horas y cantidad de indisponibilidades cercana o inferior a 60 veces.

Figura 8. Duración media y frecuencia de indisponibilidades en plantas de generación hidroeléctrica en 2019.



Fuente: elaboración propia con datos de XM.

La Tabla 3 muestra los datos de duración media y frecuencia para las 18 plantas hidroeléctricas del sistema que presentaron los mayores valores en ambos ítems.

Tabla 3. Duración media y frecuencia de indisponibilidades para las 18 plantas hidroeléctricas que tuvieron los valores más altos.

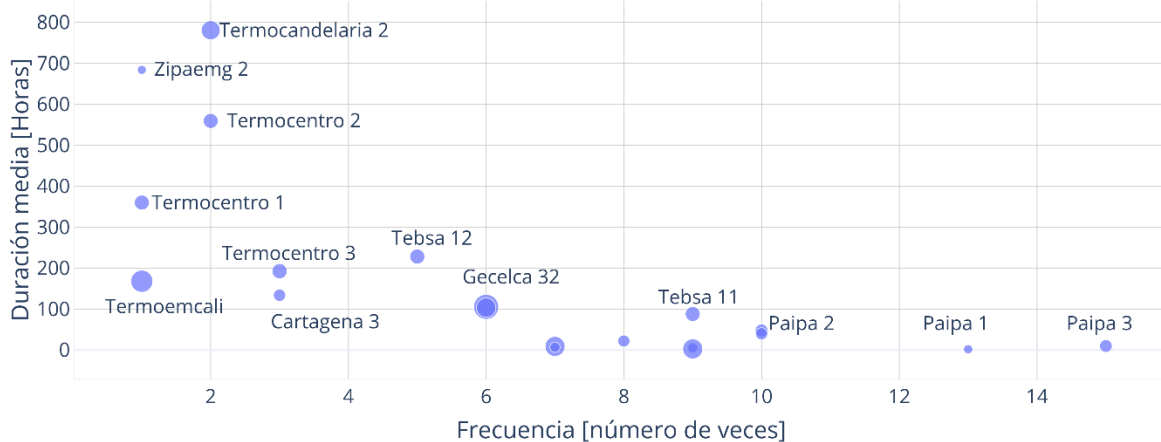
Nombre	Duración (h)	Frecuencia
San Francisco	18,9	317
Albán	9,7	204
San Carlos	10,4	123
Carlos Lleras	9,7	71
Urra	43,2	69
Guatapé	26,4	67
La Tasajera	27,1	36
Dario Valencia Samper	72,0	32
Guadalupe III	61,3	31

Nombre	Duración (h)	Frecuencia
Amoya la Esperanza	14,7	30
Prado	180,0	7
Salto II	105,2	8
Betania	73,0	12
Guavio	66,1	13
Porce III	60,0	27
Sogamoso	53,0	13

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Por otro lado, la Figura 9 presenta las estadísticas de duración media y frecuencia de indisponibilidades en plantas termoeléctricas para el periodo de análisis. En contraste con las estadísticas de las plantas hidroeléctricas, se aprecia que las plantas termoeléctricas tienen, en general, una menor frecuencia de indisponibilidad (la mayoría de plantas se ubican en valores inferiores a 8 veces, siendo las unidades de Paipa y Tebsa las que presentan los mayores valores), y una duración media de las indisponibilidades más alta (la mayoría de plantas presenta duraciones de indisponibilidad entre 100 y 300 horas, con Termocandelaria2 con el mayor valor).

Figura 9. Duración media y frecuencia de indisponibilidades en plantas de generación termoeléctrica en 2019.



Fuente: elaboración propia con datos de XM.

La Tabla 4 muestra los datos de duración media y frecuencia para las 20 plantas termoeléctricas del sistema que presentaron los mayores valores en ambos ítems.

Tabla 4. Duración media y frecuencia de indisponibilidades para las 20 plantas térmicas que tuvieron los valores más altos.

Nombre	Duración (h)	Frecuencia
Termocandelaria 2	780,7	2
Zipaemg 2	684,0	1
Termocentro 2	559,3	2
Termocentro 1	360,0	1
Tebesa 12	228,2	5
Termocentro 3	192,7	3
Termoemcali 1	168,0	1
Cartagena 3	133,8	3
Gecelca 32	105,5	6

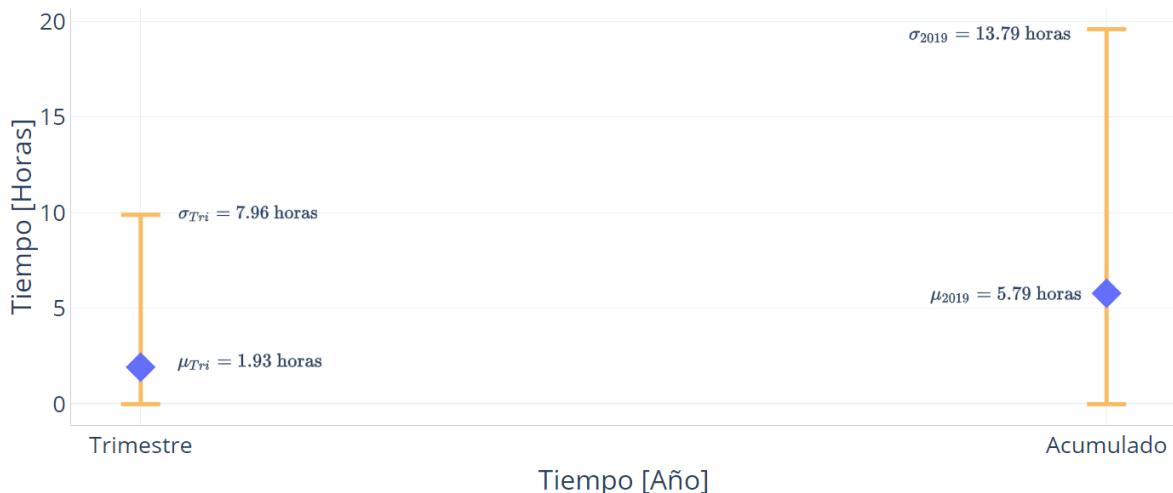
Nombre	Duración (h)	Frecuencia
Tasajero 1	103,6	6
Paipa 3	9,9	15
Paipa 1	2,0	13
Paipa 2	47,9	10
Zipaemg 4	39,7	10
Tebsa 11	88,0	9
Proelectrica 1	5,5	9
Tebsa 14	2,9	9
Zipaemg 5	22,1	8
Tebsa 24	9,0	7
Proelectrica 2	6,9	7

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

2.1.4.2. Indisponibilidad de infraestructura de transmisión

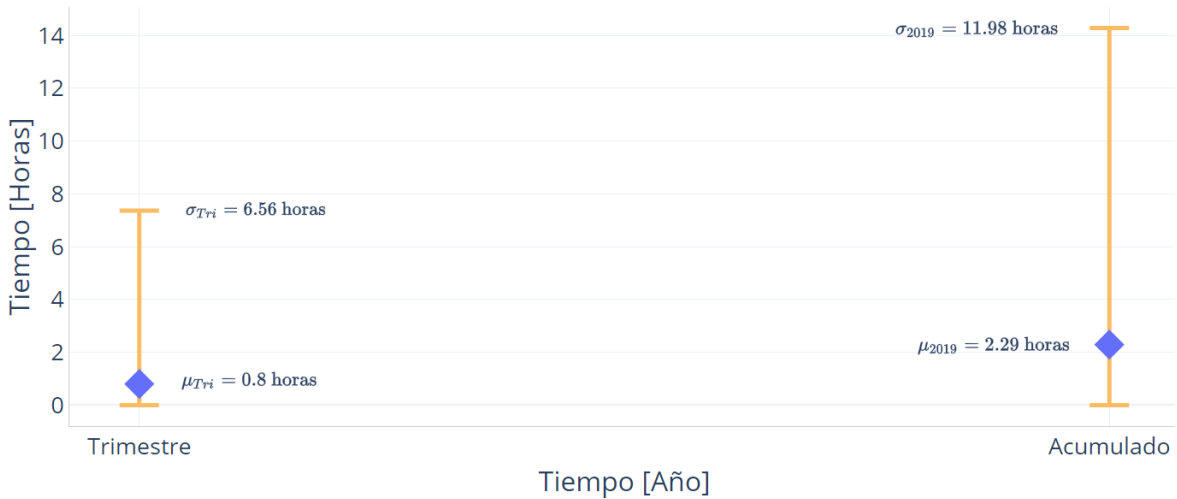
La operación del sistema también se ve afectada por el mantenimiento programado o por fallas inesperadas en los activos de la red de transmisión. La confiabilidad de los activos de la red se mide con los indicadores de horas de indisponibilidad (HID) y las horas compensadas (HC), estas últimas equivalen a la cantidad de horas por las que el agente responsable del activo debe compensar al sistema al superar el límite máximo de indisponibilidad. La Figura 10 y Figura 11 muestran la media y la desviación estándar de las horas de indisponibilidad y las horas compensadas, respectivamente, comparando el periodo de análisis versus el acumulado del año en curso. El periodo acumulado del año 2019 presenta 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 septiembre y el 30 de noviembre de 2019, se presentan los valores de media y desviación estándar de los índices de indisponibilidad con 1,93 horas y 13,45 horas, respectivamente, esto es, cerca del 70% de los activos tienen una indisponibilidad menor a 15,38 horas al año. Así mismo, en promedio se compensaron 0.8 horas por activo en el trimestre, con una desviación estándar de 6,56 horas (ver Figura 11).

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



Fuente: elaboración propia con datos de XM.

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

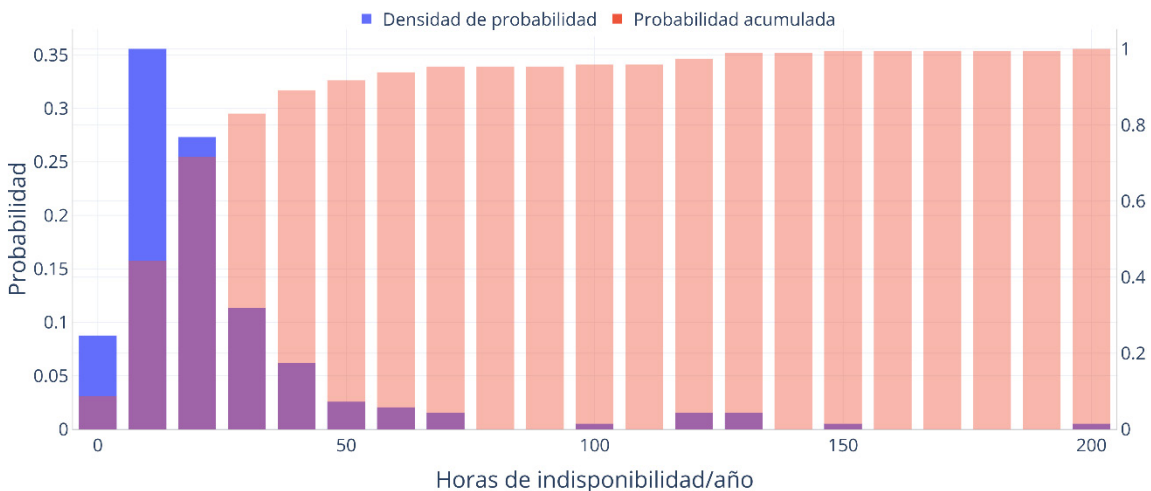


Fuente: elaboración propia con datos de XM.

La Figura 12 y Figura 13 presentan el análisis detallado de la indisponibilidad de activos en el periodo de análisis. La Figura 12 muestra la densidad de probabilidad y la probabilidad acumulada de las horas de indisponibilidad HID por activo de transmisión al año. La densidad de probabilidad muestra que cerca del 43% de los activos tienen una indisponibilidad entre 0 y 20 horas, el 28% entre 20 y 30 horas, y el 29% entre 30 y 80 horas. En cuanto a probabilidad acumulada, se observa que el 71% de los activos no superan las 30 horas de indisponibilidad.

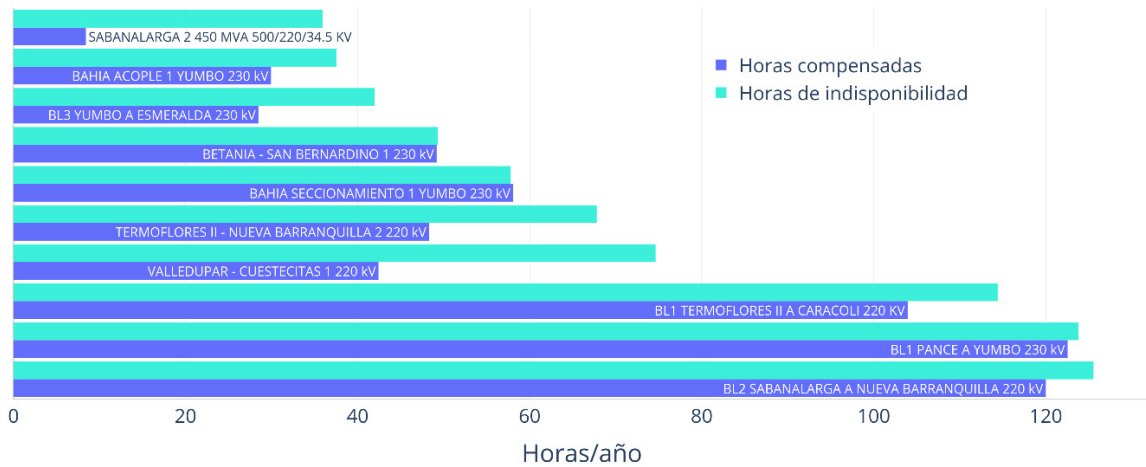
No obstante lo anterior, hay algunos activos que tienen una cantidad importante de horas de indisponibilidad, como se muestran en la Figura 13. Se aprecia que el activo con más horas de indisponibilidad corresponde a BL2 Sabanalarga a Nueva Barranquilla 220kV con 125 HID y 120 HC durante el periodo de 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 del Valle.

Figura 12. Densidad de probabilidad y probabilidad acumulada de las horas de indisponibilidad por activo de transmisión.



Fuente: elaboración propia con datos de XM.

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

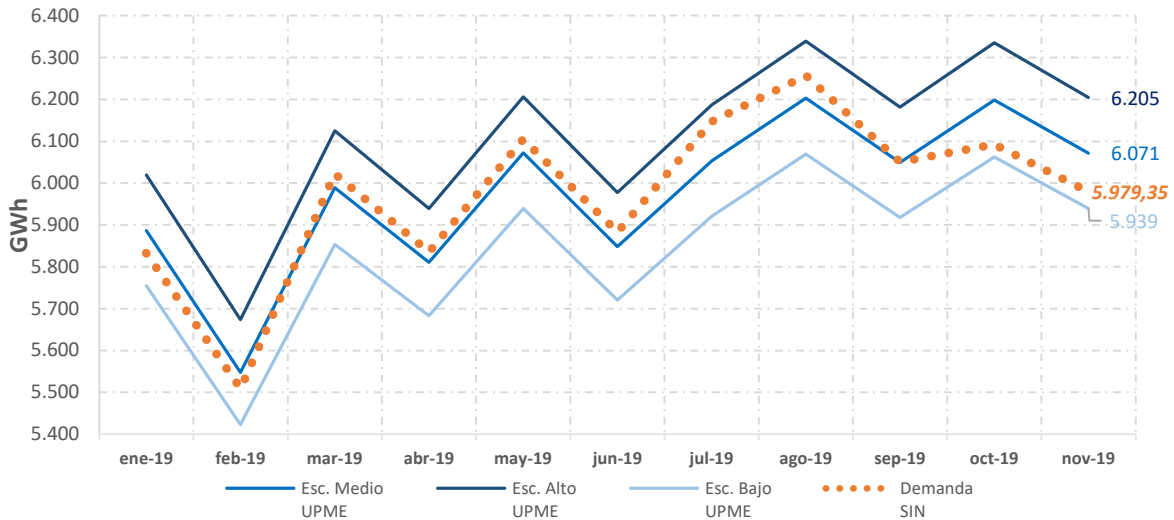


Fuente: elaboración propia con datos de XM.

2.1.5. Demanda

En la Figura 14 se muestra la evolución de la demanda agregada mensual para el periodo de análisis (línea punteada naranja), comparándola con los escenarios de proyección de demanda de la UPME (líneas azules), cuya última actualización se publicó en el mes de octubre. Se observa que la demanda se mantuvo muy cercana al escenario medio de la proyección UPME hasta el mes de junio, a excepción de los meses de julio y agosto, donde se acercó al escenario alto de la proyección, y los meses de octubre y noviembre, llegando a niveles cercanos al escenario bajo de la proyección de la UPME.

Figura 14. Demanda de energía mensual 2019 y escenarios de proyección de la UPME.



Fuente: elaboración propia con datos de XM y UPME.

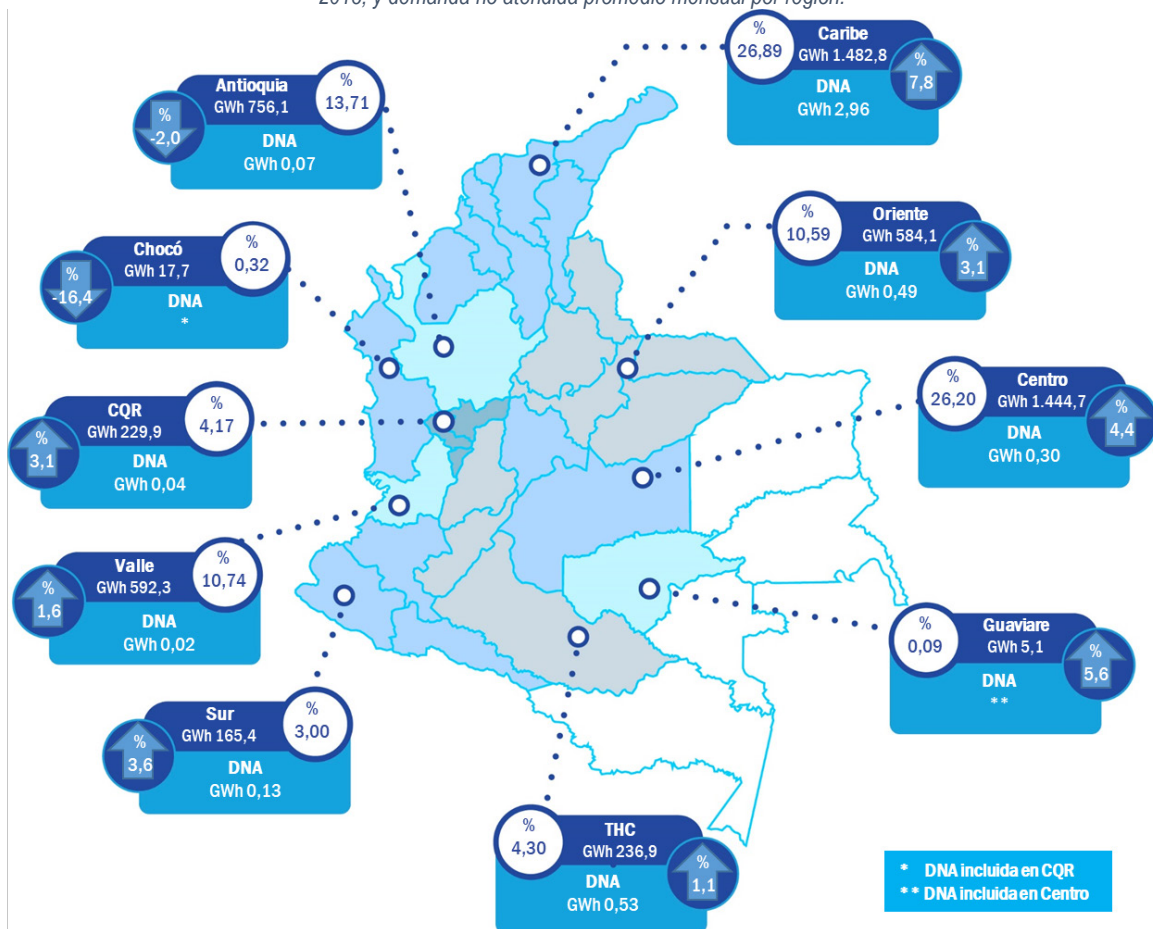
Sobre el mapa de la Figura 15 se presenta la demanda promedio mensual por región para el periodo de análisis, así como su participación porcentual respecto del total; además, en los círculos de color azul oscuro se

muestran las variaciones porcentuales con respecto al año 2018, y finalmente, la demanda no atendida (DNA) promedio mensual por región incluyendo solamente el periodo de análisis⁴.

Las mayores participaciones en la demanda total corresponden a las regiones Caribe (26,89%), Centro (26,20%) y Antioquia (13,71%); mientras que la región que más creció para el periodo de análisis con respecto al año anterior es Caribe (7,8%), siendo también la que presentan el mayor nivel de DNA, con 2,96 GWh-mes en promedio.

Para el periodo de análisis la región que más incremento su DNA respecto a lo analizado en el periodo enero-agosto, presentado en el informe anterior, corresponde a la región THC, esto debido a que para el mes de septiembre la sub área Huila-Tolima presento dos eventos significativos de DNA, de 433 MWh y 753 MWh para los días 8 y 29 de septiembre respectivamente, correspondientes a trabajos en consignaciones que dejaron sin tensión varias subestaciones radiales que afectaron la atención de la demanda.

Figura 15. Demanda promedio mensual por región, participación sobre el total del periodo analizado y crecimiento con respecto al 2018, y demanda no atendida promedio mensual por región.

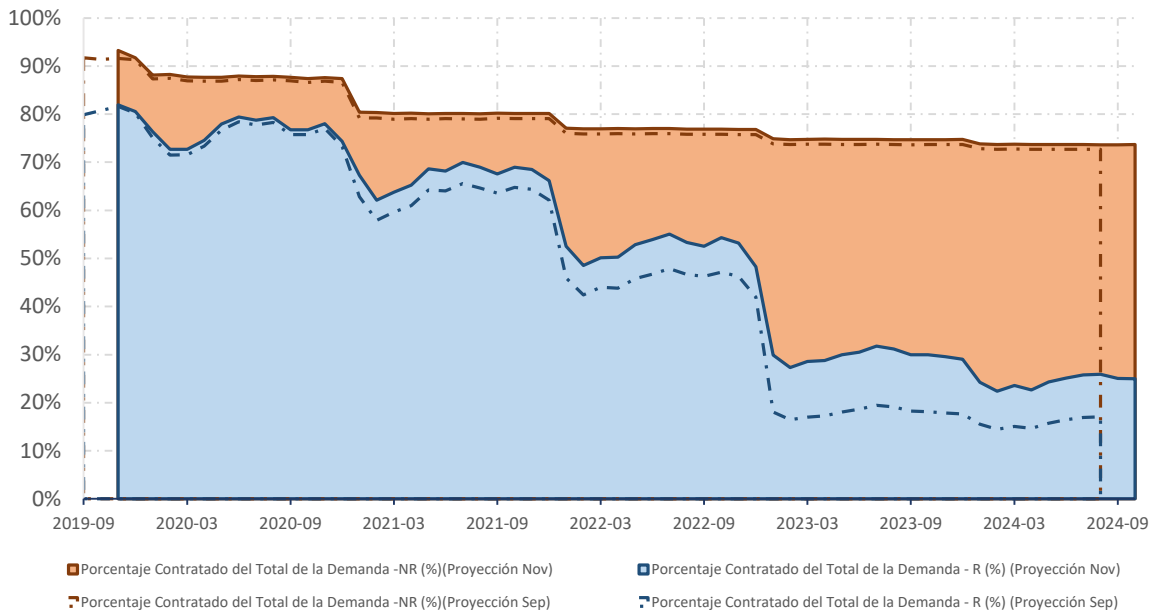


Fuente: elaboración propia con datos de XM.

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

En cuanto a la contratación de la demanda, la Figura 16 muestra la evolución del porcentaje de contratación de la demanda regulada y no regulada para el periodo 2019-2024⁵, y se compara la proyección correspondiente al mes de septiembre (líneas punteadas) con la última proyección disponible correspondiente a noviembre. Se puede observar que el porcentaje contratado del total de la demanda regulada se encuentra cercano al 80% hasta el primer semestre de 2019 y sobre el 30% para finales de 2022 en adelante, mostrando un incremento de 10% respecto a la proyección de septiembre, descendiendo de forma escalonada en la medida que se cumple la vigencia de los contratos. En cuanto al porcentaje contratado del total de demanda no regulada, se observa que es significativamente mayor al del regulado en el mismo periodo de tiempo, pasando de niveles cercanos al 90% para el año 2019, a un poco más de 70% en el 2024, sin grandes diferencias entre las dos proyecciones analizadas.

Figura 16. Porcentaje de contratación de la demanda para el periodo 2019-2024.



Fuente: elaboración propia con datos de XM.

2.1.6. Precios

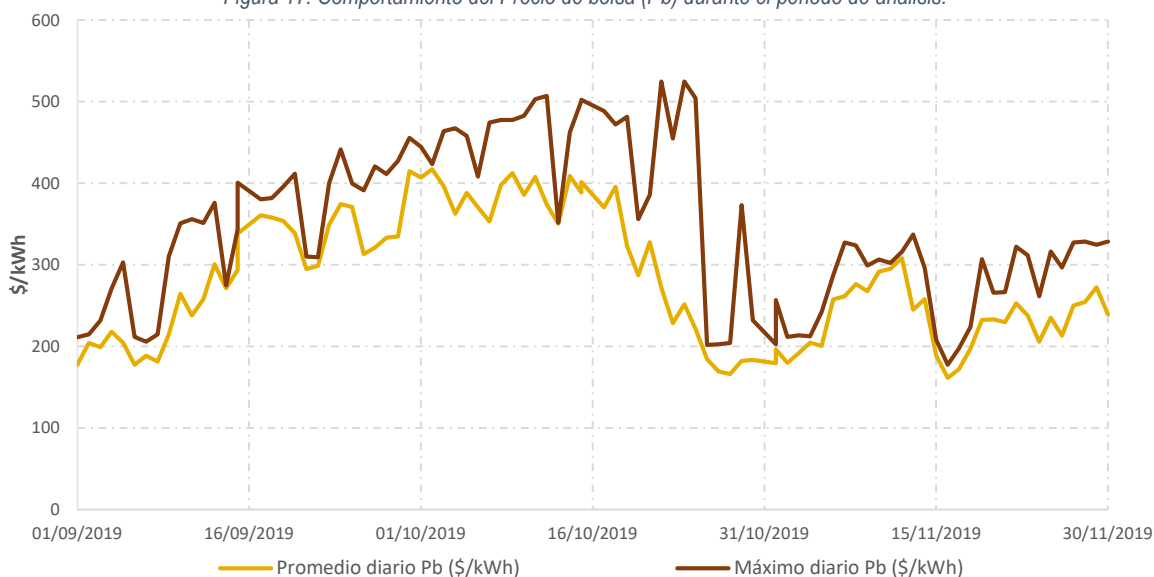
En este apartado se presenta la evolución del precio de bolsa (Pb) para el periodo de análisis, así como una comparación del mismo con otras variables representativas como el volumen útil diario de los embalses, el costo asociado a las restricciones, y otros referentes, como el precio de escasez de activación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

Como se observa en la Figura 17, el precio promedio diario de bolsa tuvo un valor máximo de 416,92 \$/kWh en el mes de octubre y un valor mínimo de 161,44 \$/kWh en el mes de noviembre, y el promedio para el periodo de análisis fue de 280,32 \$/kWh; el precio cerró el periodo en 239,03 \$/kWh el 30 de noviembre. El detalle del comportamiento mostrado en la Figura 17 se describe a continuación y se evidencia en las Figuras 18 a 20:

⁵ Tomada de XM “Información de precios y cantidades para los próximos 60 meses”, disponible en <http://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/informacion-de-precios-y-cantidades-para-los-proximos-60-meses.aspx>.

- Durante el mes de septiembre el precio de bolsa continuó la tendencia creciente que se presentó a finales del mes de agosto, y que se prolongó hasta mediados del mes de octubre, alcanzando valor máximo en el precio promedio de bolsa de 416,92 \$/kWh, comportamiento que se explica, entre otros factores, por la disminución del volumen útil diario para este mismo periodo, como se puede observar en la Figura 18.
- Para la segunda mitad del mes de octubre, se ve una disminución significativa del precio promedio de bolsa, alcanzando un valor mínimo de 165,9 \$/kWh, junto con un incremento en el volumen útil diario y un incremento en el costo de la restricciones para dicho periodo, como se observa en las Figuras 18 y 19, respectivamente.
- Durante el mes de noviembre el precio promedio de bolsa se mantuvo cercano a los 230 \$/kWh, con un valle en la mitad del mes, alcanzando un valor mínimo de 161,44 \$/kWh y cerrando el periodo de análisis en 239,03 \$/kWh.
- Durante el periodo de análisis el precio de bolsa se mantuvo por debajo del precio de escasez de activación, tal como se muestra en la Figura 20.
- Finalmente, la Figura 21 muestra la comparación entre el comportamiento de los precios de bolsa promedio diario y promedio mensual con el comportamiento del MC⁶ y del precio promedio de contratos para usuarios no regulados, estos últimos que solo presentan variaciones menores durante el periodo de análisis.

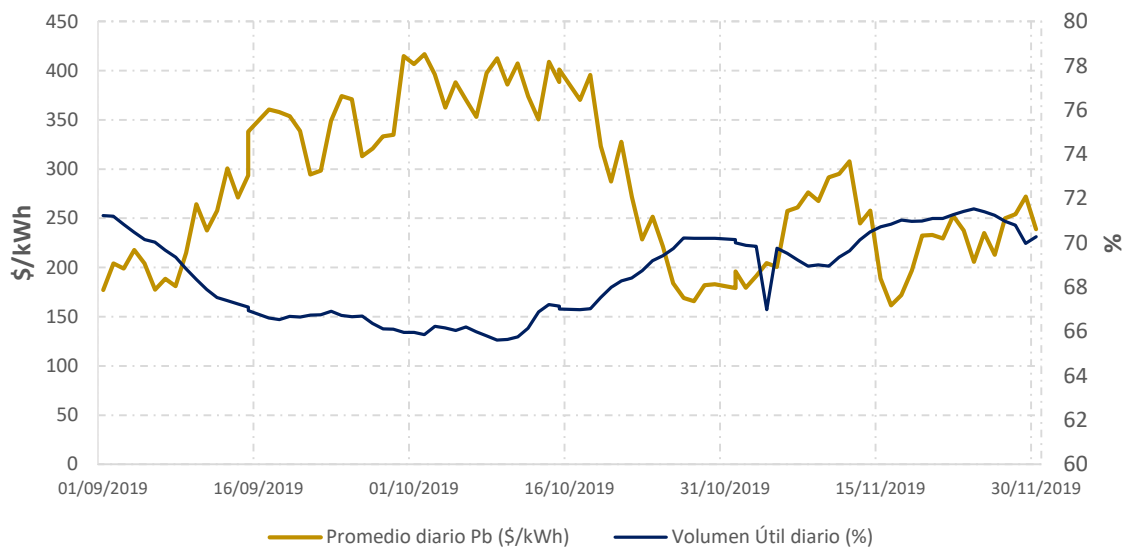
Figura 17. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) durante el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia con datos de XM.

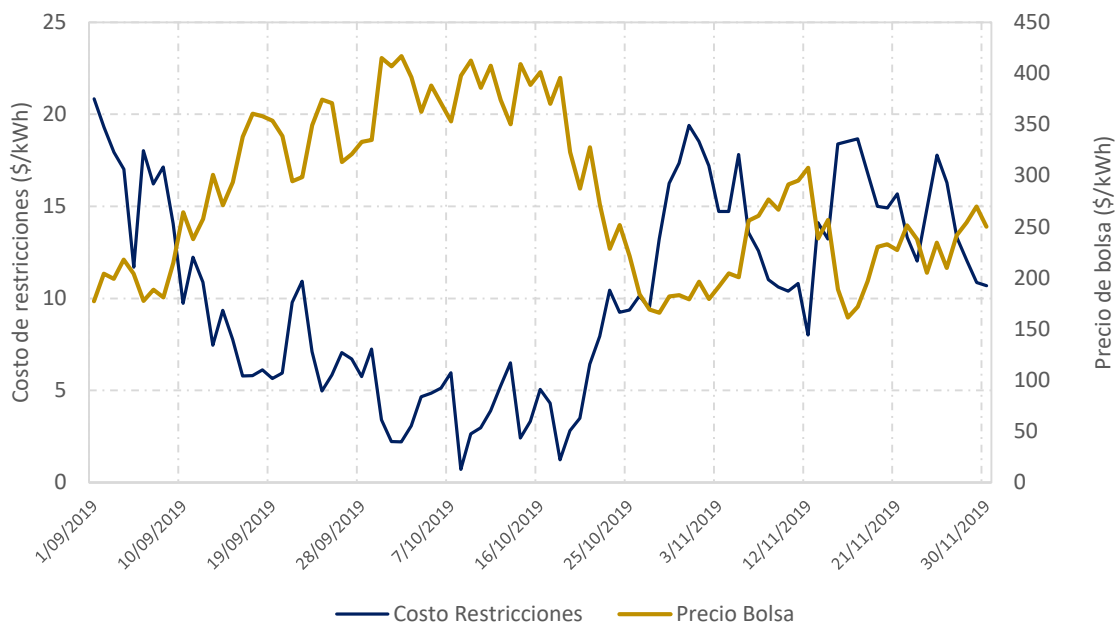
⁶ Resolución CREG 119/2007. MC_{m-1} es el costo promedio ponderado de energía, expresado en \$/kWh, de todos los contratos bilaterales liquidados en el Mercado de Energía Mayorista en el mes m-1 con destino al mercado regulado.

Figura 18. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y volumen útil diario de los embalses.



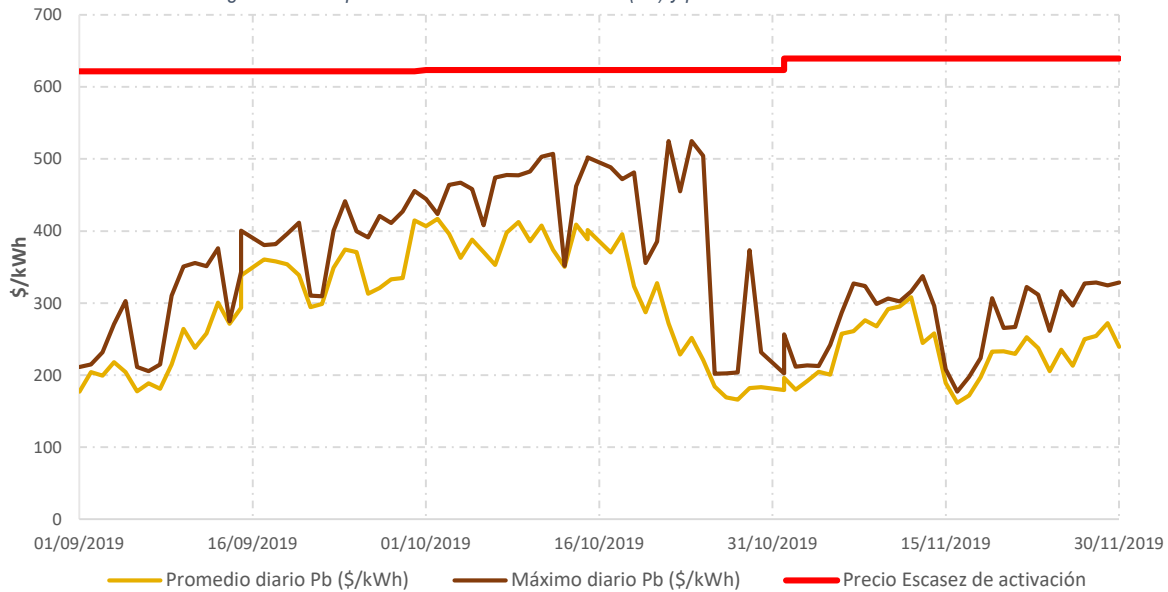
Fuente: elaboración propia con datos de XM.

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



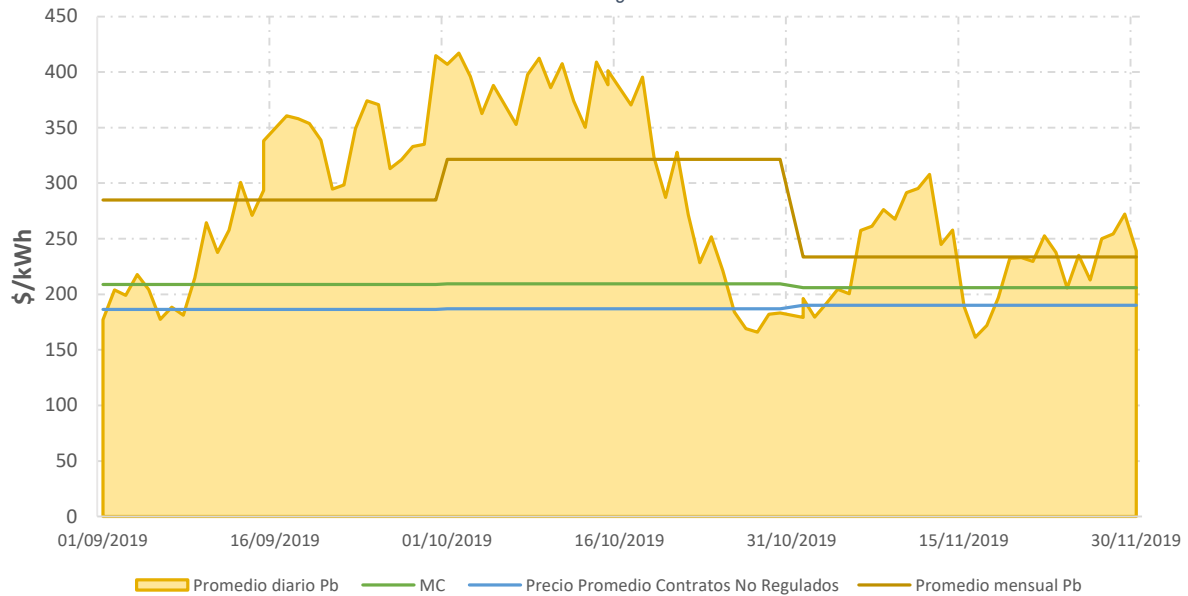
Fuente: elaboración propia con datos de XM.

Figura 20. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y precio de escasez de activación.



Fuente: elaboración propia con datos de XM.

Figura 21. Comparación del precio de bolsa promedio diario y promedio mensual con el MC y el precio promedio de contratos para usuarios no regulados.



Fuente: elaboración propia con datos de XM.

2.1.7. Restricciones

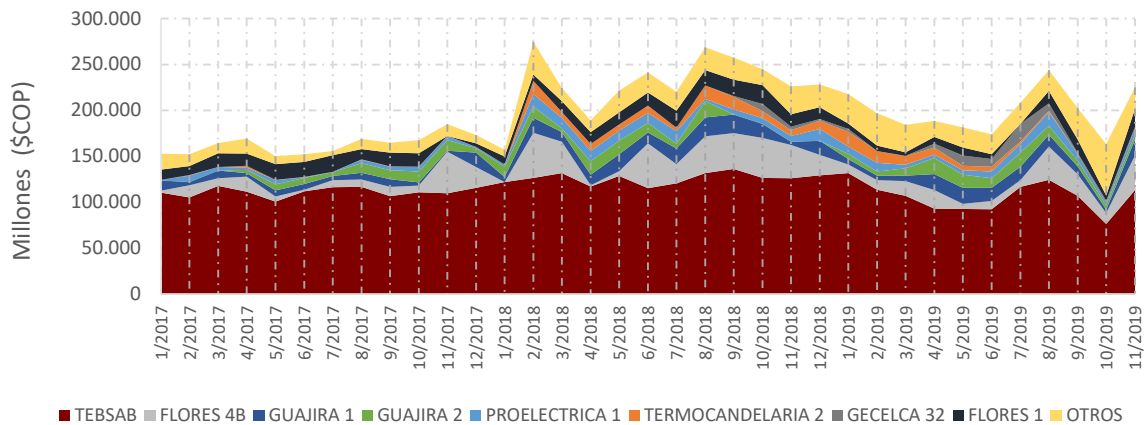
Esta sección presenta, en la Figura 22 y Figura 23, el costo mensual agregado por agente de las reconciliaciones positivas (sin tener en cuenta AGC) para el periodo 2017-2019 y en detalle para 2019, respectivamente.

En la Figura 22 se muestra el comportamiento del costo desde enero de 2017 hasta noviembre de 2019. Se observa el aumento sostenido hasta mediados de 2018, con picos en febrero y agosto de ese año, seguido por

una reducción hasta mediados de 2019. En dicho periodo, la mayor participación corresponde a Tebsa (58,17%), Flores 4 (9,8%) y otros (10,3%).

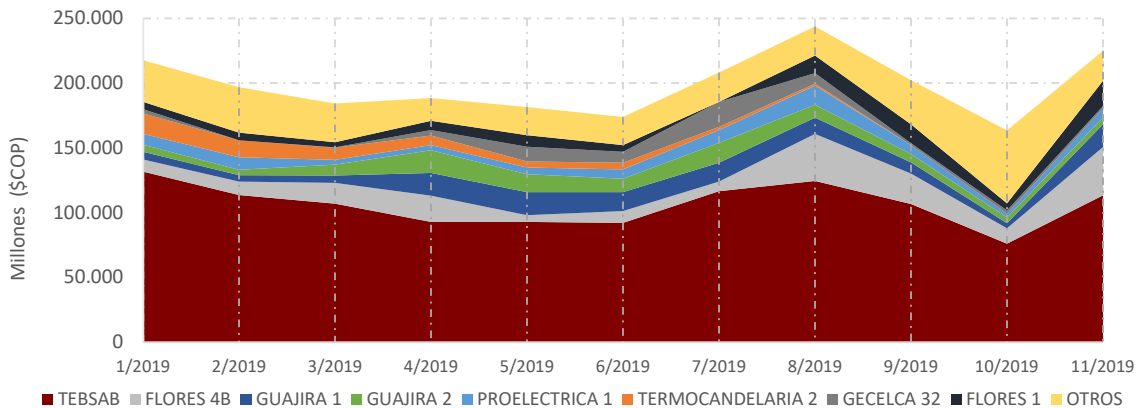
Para el periodo de análisis de 2019, como se observa en la Figura 23, las reconciliaciones positivas disminuyeron en septiembre y octubre, y se incrementaron en noviembre, alcanzando un pico al final del periodo de análisis. El agente con mayor participación corresponde a Tebsa (53,41%), seguido de Flores 4B (8,56%), Guajira 1 (5,67%), Guajira 2 (4,62%), Flores 1 (4,13), Proeléctrica (3,64%), Gecelca 32 (2,76%), Termocandelaria 2 (2,73%) y Otros (14,48%).

Figura 22. Costo agregado por agente mensual de reconciliaciones positivas sin AGC desde 2017.



Fuente: elaboración propia con datos de XM.

Figura 23. Costo agregado por agente mensual de reconciliaciones positivas sin AGC en 2019.

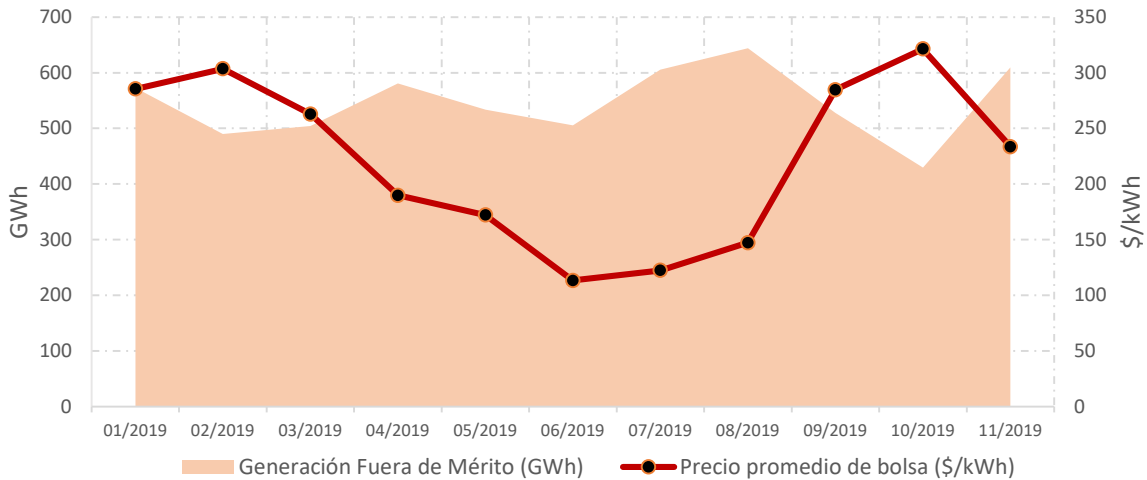


Fuente: elaboración propia con datos de XM.

La disminución de las reconciliaciones positivas para los meses de septiembre y octubre se debe, entre otros factores, a la disminución en la generación fuera de mérito en este mismo periodo como consecuencia del incremento en el precio de bolsa, como se muestra en la Figura 24, adicionalmente se puede observar una disminución significativa en las reconciliaciones positivas de Gecelca 32 y Termocandelaria 2, esto debido a indisponibilidades intermitentes de Gecelca 32 y la indisponibilidad prolongada de Termocandelaria 2 a partir del 4 de septiembre, y que al 30 de noviembre de 2019 continuaba indisponible, como se puede ver en la

sección 2.1.4, en donde Termocandelaria 2 tiene la indisponibilidad con mayor duración (cercana a las 800 horas).

Figura 24. Generación fuera de mérito vs Precio promedio de bolsa.



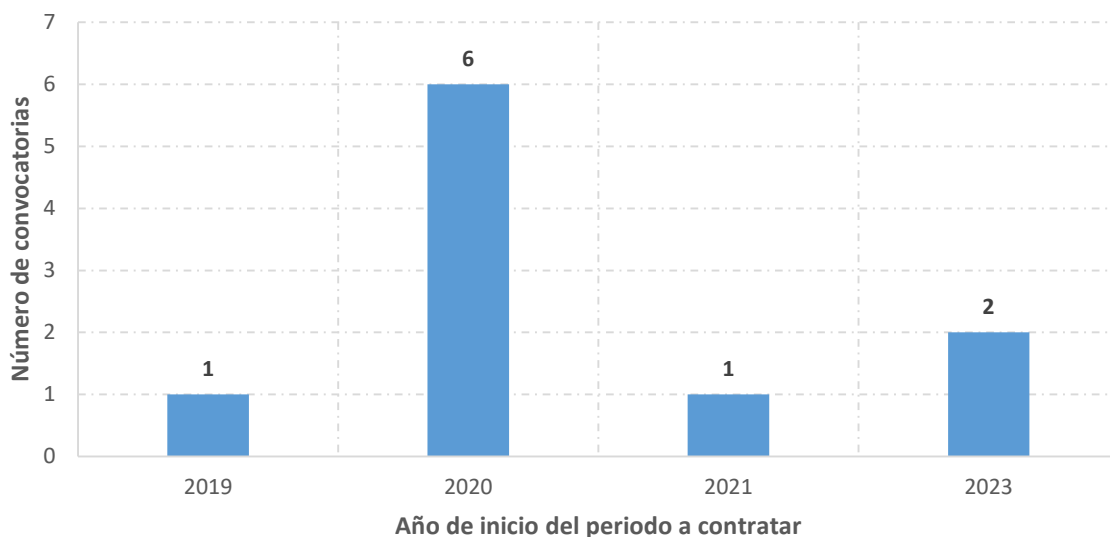
Fuente: elaboración propia con datos de XM.

2.1.8. 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 a la SSPD en el Sistema Único de Información - SUI, a partir de la expedición de la Resolución SSPD No. 20192200020155 del 25/06/2019, y que aplica a partir del primero de septiembre de 2019 a los comercializadores de energía eléctrica. Igualmente, teniendo en cuenta lo correspondiente a 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 remitida por los agentes comercializadores a la SSPD, se registraron un total de 10 convocatorias desde el mes de septiembre, distribuidas como se muestra en la Figura 25 de acuerdo con el año de inicio del periodo a contratar.

Figura 25. Cantidad de contratos según el año de inicio del periodo a contratar.



Fuente: elaboración propia con datos de los agentes.

La distribución de los periodos a contratar para las 10 convocatorias se resume a continuación, mostrando la cantidad promedio a contratar de acuerdo con dicho periodo.

Tabla 5. Periodo a contratar y cantidad promedio de energía a contratar.

Número de convocatorias	Periodo a contratar	Cantidad promedio de energía a contratar (kWh)
7	2 años	299.484.111
2	1 año	72.068.965
1	Menos de un año	49.846.481

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

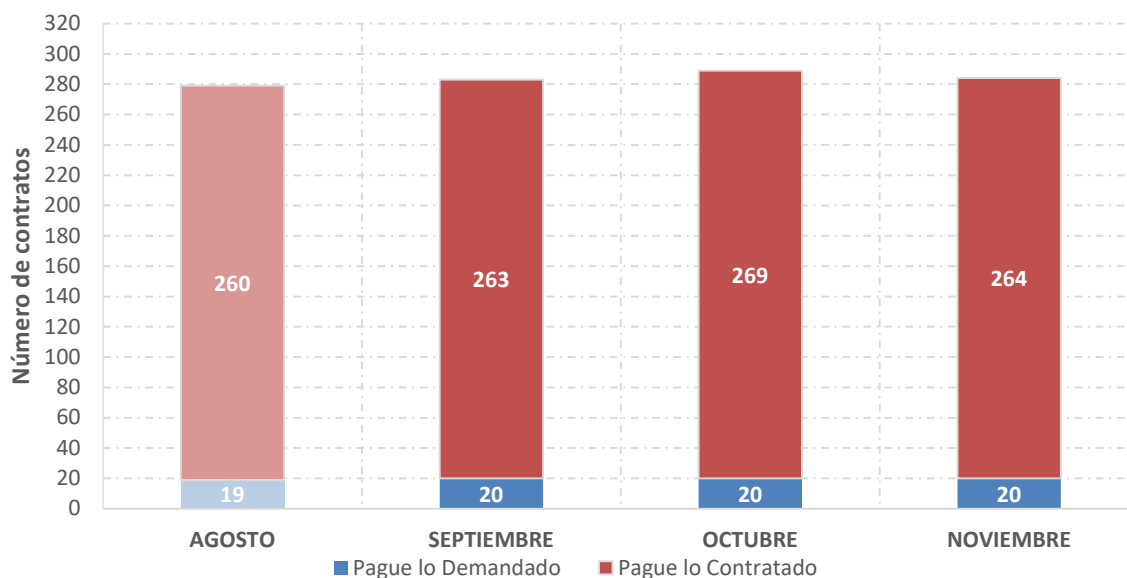
A la fecha de elaboración del presente informe, de las 10 convocatorias registradas, solo una se encuentra como adjudicada, con un total de 3 ofertas recibidas, de las cuales se aceptó la de menor precio, correspondiente a 194 \$/kWh, por una cantidad de energía ofrecida de 186 GWh.

2.1.9. 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 agosto a noviembre.

La Figura 26 muestra la evolución de contratos diferenciando por tipo de despacho, y en la Tabla 6 se muestra el detalle de los cambios en la cantidad de contratos para cada mes, diferenciando por modalidad de despacho.

Figura 26. Evolución mensual en la cantidad de contratos con destino al mercado no regulado por tipo de despacho.



Fuente: elaboración propia con base en datos de XM.

Tabla 6. Evolución mensual en la cantidad de contratos con destino al mercado no regulado por tipo de despacho.

	Agosto	Septiembre		Octubre		Noviembre	
	Referencia	Iniciaron	Finalizaron	Iniciaron	Finalizaron	Iniciaron	Finalizaron
Pague lo Demandado (PD)		1	0	0	0	0	0
Total PD	19	20		20		20	
Pague lo Contratado (PC)		5	2	6	0	3	8
Total PC	260	263		269		264	
Total contratos	279	283		289		284	

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

De los 284 contratos vigentes al 30 de noviembre de 2019, se puede observar que en su mayoría corresponden a la modalidad pague lo contratado; no obstante, en la Tabla 7 se ve 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 mayor en la modalidad pague lo contratado.

Tabla 7. Datos mercado no regulado – 30 de Noviembre.

Tipo de despacho	Número de contratos	Porcentaje %	Promedio del despacho diario (kWh)	Precio promedio diario (\$/kWh)	Precio promedio diario ponderado por cantidades (\$/kWh)
Pague lo Demandado	20	7,04	2.154.917,34	187,77	187,57
Pague lo Contratado	264	92,96	264.672,23	198,51	199,88

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

En cuanto a la participación de los agentes en la compra y venta de contratos con destino al mercado no regulado, la Tabla 8 muestra que tres agentes tienen alta participación en dicho mercado, específicamente en el segmento de la venta (estos agentes agrupan casi la mitad de participación, con el 49%), mientras que en la compra, estos mismos agentes agrupan el 39%.

Tabla 8. Compra y venta de contratos en el mercado no regulado para el periodo enero-agosto 2019.

Agente vendedor	Suma despacho(MWh)	% sobre lo despachado	Agente comprador	Suma despacho(MWh)	% sobre lo despachado
ISAGEN	18.672	19,6	EPMC	11.643	12,21
EPM	14.218	14,9	EMGESA	11.134	11,68
EMGESA	13.699	14,4	ISAGEN	10.890	11,42
GECELCA	5.536	5,8	S. 32 ENERGY	3.969	4,16
GES.ENERGÉTICA	4.316	4,5	EPMG	3.896	4,09
EPSA	3.939	4,1	EPSA	3.890	4,08
SOCHAGOTA	3.840	4,0	ECOPETROL	3.759	3,94
AES CHIVOR	3.025	3,2	ELECTRICARIBE	3.727	3,91
COENERSA	2.664	2,8	COENERSA	3.470	3,64
URRA	2.161	2,3	NITRO ENERGY	2.911	3,05
Otros	23.284	24,4	Otros	36.063	37,82

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

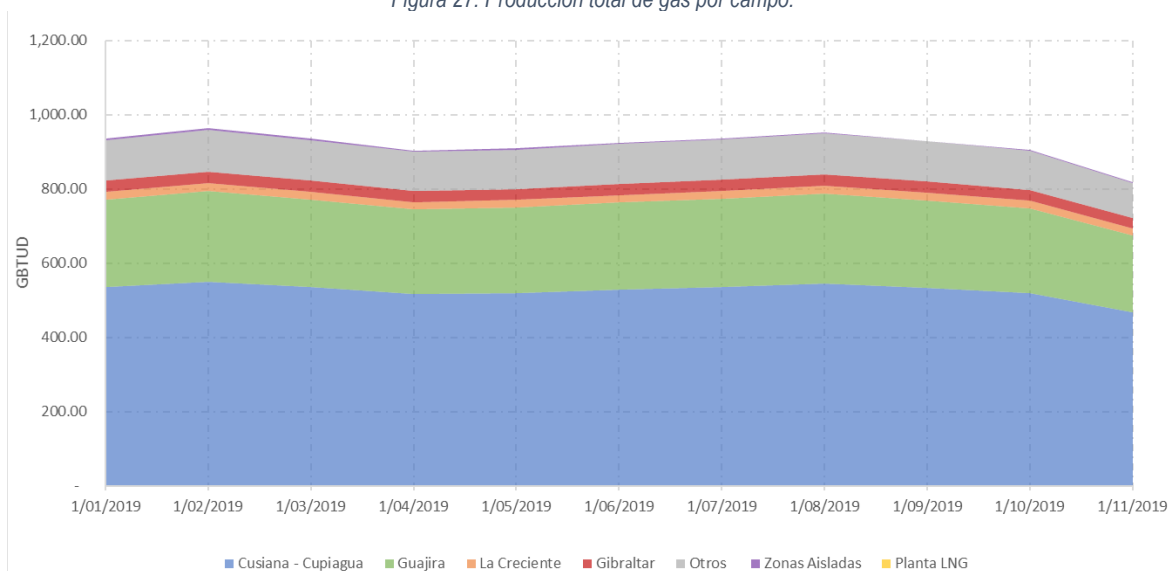
2.2. Mercado de gas natural

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.

2.2.1. Producción

Como se puede observar en la Figura 27, durante el 2019 la producción de gas se ha mantenido relativamente estable con un promedio de 1012 GBTUD. Sin embargo, en noviembre se ve una caída importante tanto en la producción de los campos de la Costa como en el interior del país que lleva a que la producción promedio haya sido de 901 GBTUD para dicho mes. Esta caída se explica principalmente por una caída en la demanda térmica y de refinación. Durante el trimestre septiembre – noviembre no se presentó ningún hito relevante en la oferta.

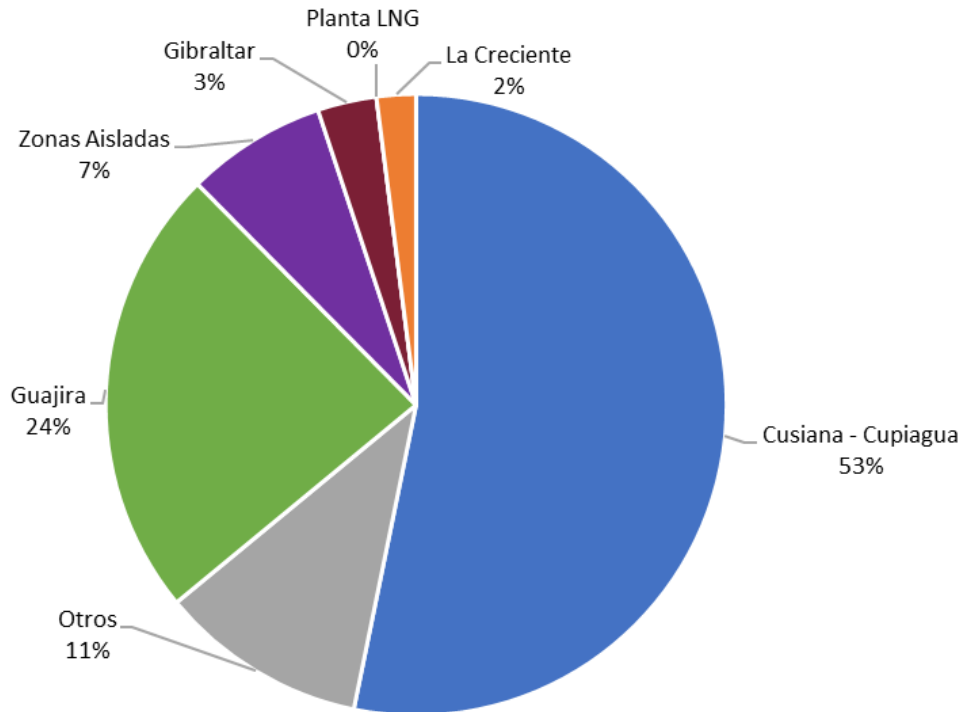
Figura 27. Producción total de gas por campo.



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

Como se puede observar en la Figura 28, la mayor producción de gas sigue siendo de los campos Cusiana y Cupiagua, que representan el 53% de la producción nacional. Guajira continúa su declinación y para el trimestre objeto de este informe representa sólo el 24% de la producción nacional.

Figura 28. Participación en la producción de gas por campo.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Concentra.

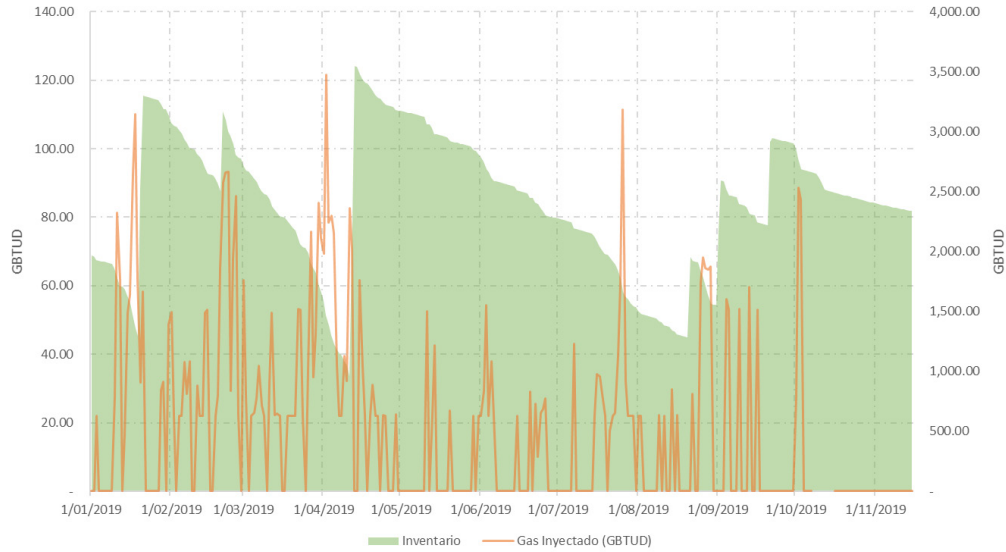
2.2.2. Importaciones

Durante el trimestre septiembre – noviembre, las importaciones de gas disminuyeron de forma importante (junio – agosto: 15.05 GBTUD vs sept – nov: 6.47 GBTUD). Esta variabilidad se puede observar con más detalle en la Figura 29. Este comportamiento no se debió completamente a una menor generación térmica, ya que existió generación por seguridad; en cambio, refleja los excedentes de gas que se presentaron de la producción nacional y que les permitieron a los agentes térmicos tener acceso a gas nacional a precios inferiores a los del gas importado.

Esta misma situación se ve reflejada en el comportamiento del inventario del gas licuado disponible en las instalaciones de SPEC. Como se observa en el mismo gráfico, el inventario se mantuvo estable. Sólo en septiembre se presentó un cargamento de gas licuado, que incluso no correspondió a compras de las térmicas como parte de su estrategia de abastecimiento, sino a reposición que hizo SPEC del gas utilizado para su operación.

Aunque el nivel de inventarios pareciera ser alto, realmente representa alrededor del 65% de la capacidad de almacenamiento de la planta.

Figura 29. Gas inyectado diario e inventario total de la planta de regasificación.

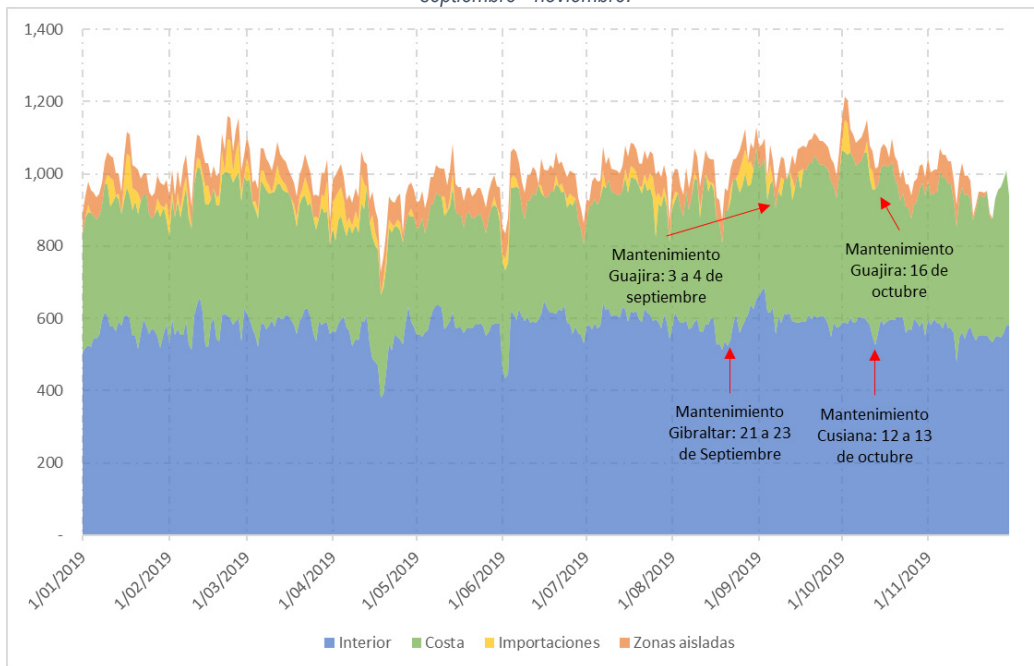


Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas y los agentes.

2.2.3. Eventos de indisponibilidad en 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 30, durante el período sujeto de análisis se presentaron eventos de indisponibilidad que afectaron la disponibilidad de suministro y transporte hacia el mercado.

Figura 30. Producción total de gas por región enero - noviembre 2019 y eventos de indisponibilidad trimestre septiembre - noviembre.



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

Los principales eventos, que se pueden observar en la Figura 30, son los siguientes:

- Mantenimiento Guajira del 3 al 4 de septiembre con una restricción máxima de 11 % en su capacidad.
- Mantenimiento Gibraltar del 21 al 23 de septiembre con una restricción máxima de 74 % en su capacidad.
- Mantenimiento Cusiana del 12 al 13 de octubre con una restricción máxima de 50 % en su capacidad.
- Mantenimiento Guajira el 16 de octubre con una restricción máxima de 81 % en su capacidad.

Para el periodo de análisis se efectuaron 50 mantenimientos en la infraestructura de gas natural del país, de los cuales el 92% corresponde a la infraestructura de producción, y el restante 8% a la de transporte. La Figura 31 muestra la distribución de los mantenimientos por campo de producción en el periodo de análisis; el 52% de los mantenimientos registrados en el Sistema de Información de Mantenimientos e Intervenciones del CNOGas, SIMI, se llevaron a cabo en Guajira.

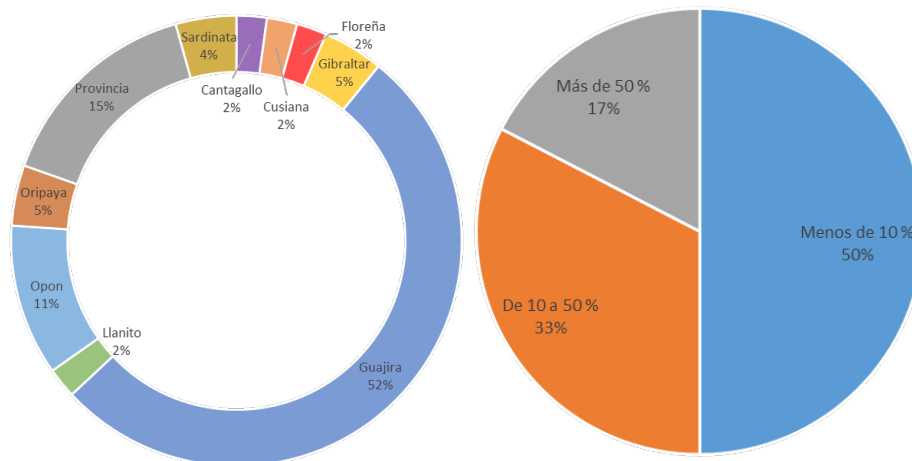


Figura 31. Distribución de mantenimientos por campo de producción y por porcentaje de restricción. Fuente: elaboración propia a partir de datos del CNO Gas.

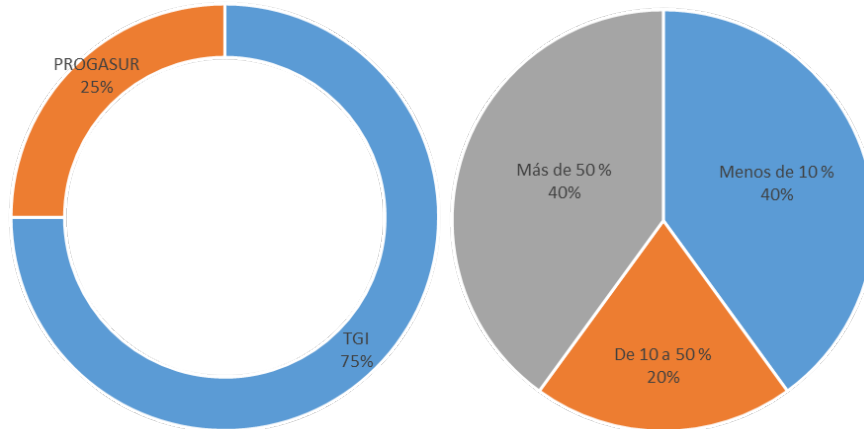
Se realizaron seis mantenimientos con total restricción, pero se dieron en campos considerados menores (salvo Gibraltar):

- Sardinata del 4 al 11 de septiembre.
- Oripaya del 18 al 20 de septiembre.
- Llanito del 20 al 21 de octubre.
- Sardinata del 6 al 8 de noviembre.
- Gibraltar del 25 de noviembre al 9 de diciembre.
- Oripaya del 28 al 30 de noviembre.

Como se muestra en la Figura 31, la mitad de los mantenimientos programados en la infraestructura de producción presentaron una restricción menor a 10%, mientras que un poco más de la tercera parte tuvo una restricción entre 10% y 50%. El restante 17% tuvo una restricción mayor al 50%.

La Figura 32 muestra que, durante el periodo de análisis, los mantenimientos de la infraestructura de transporte están distribuidos entre TGI (75%) y Progasur (25%). En la misma Figura se observa que un poco menos de la mitad (40%) de los mantenimientos programados en la infraestructura de transporte presentaron una restricción menor a 10%, mientras que 40% tuvieron restricciones mayores al 50%.

Figura 32. Distribución de mantenimientos por transportador y por porcentaje de restricción.

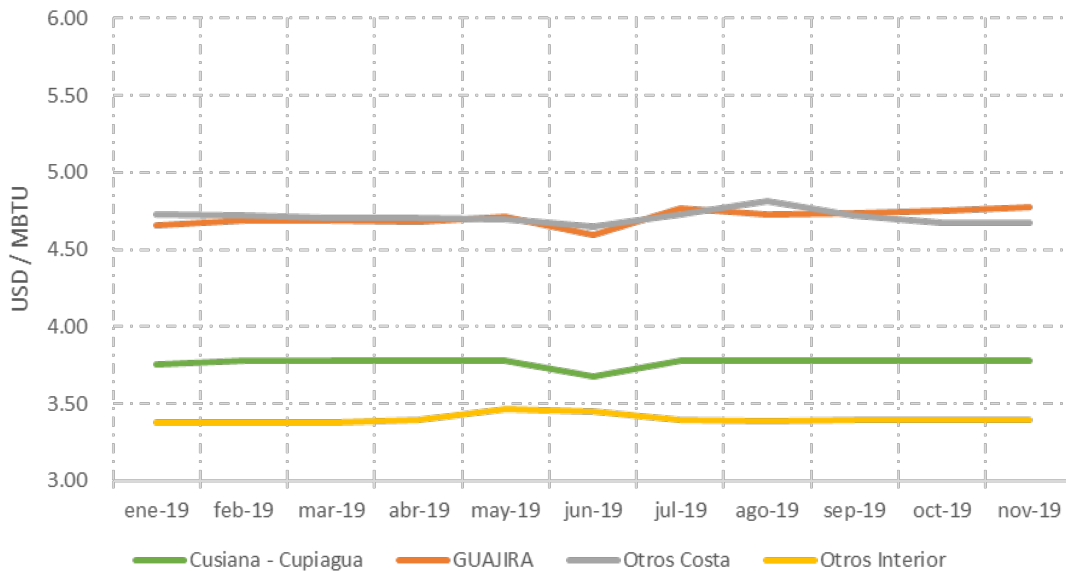


Fuente: elaboración propia a partir de datos del CNO Gas.

2.2.4. Precios

Dada la forma como funciona la comercialización de gas natural, durante el trimestre septiembre – noviembre no se presentaron cambios relevantes en los niveles de precios (ver Figura 33); se espera un cambio visible en los precios de contratación del gas a partir del 1 de diciembre con el inicio de los nuevos contratos. Los precios de los campos de la Costa Atlántica siguen estando por encima de los del interior del país. Los precios de los contratos del mercado primario en firme para el interior, han permanecido por debajo de los 4 USD/MBTU, mientras que los precios para los campos de la costa han estado por encima de los 4.5 USD/MBTU, teniendo como precio más alto el registrado para el año 2015 en los campos del sur de la costa con 6.28 USD/MBTU.

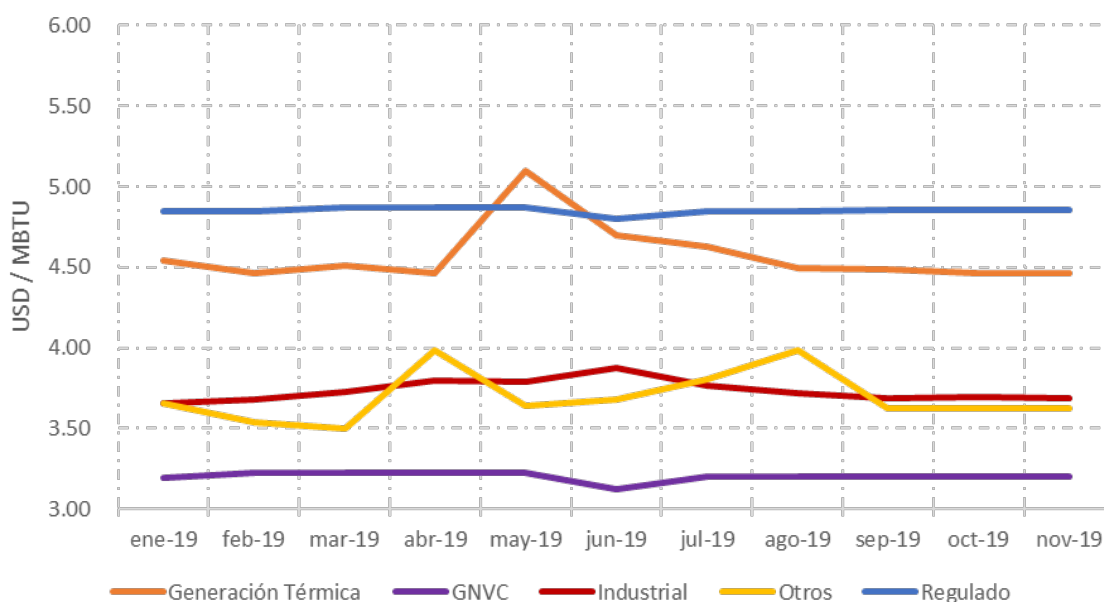
Figura 33. Precio promedio ponderado del mercado primario en firme por fuente.



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

De igual forma, los precios por segmento se han mantenido en niveles similares a los de meses anteriores. El precio promedio para los sectores GNVC, industrial y otros sectores no regulados, han permanecido por debajo de los 3.8 USD/MBTUD, mientras que el precio promedio del mercado secundario y de los sectores regulado y generación térmica han estado entre los 4 USD/MBTUD y los 4.6 USD/MBTUD, tal como lo ilustra la Figura 34.

Figura 34. Precio promedio contratos por sector de consumo en el mercado primario.



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 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) Participación en la demanda regulada por distribuidor.

3.1. Indicadores mercado de energía eléctrica

3.1.1. Índices de concentración HHI

Como se mencionó en el informe anterior, en el seguimiento se muestran los valores de *HHI* para mercados relacionados con la generación de electricidad, como son: capacidad instalada, energía firme para el cargo por confiabilidad (ENFICC), disponibilidad, generación real y fijación de precios, sin embargo, en este informe solo se presentan los indicadores que han presentado cambios.

La Figura 35 permite observar la evolución de estos indicadores durante el periodo de análisis y la región donde se encuentran, identificando el grado de concentración de los distintos mercados, evidenciando que, para las variables de generación y disponibilidad, los indicadores arrojan un nivel de concentración moderado, mientras que para la fijación de precios el indicador permanece en el nivel alto de concentración.

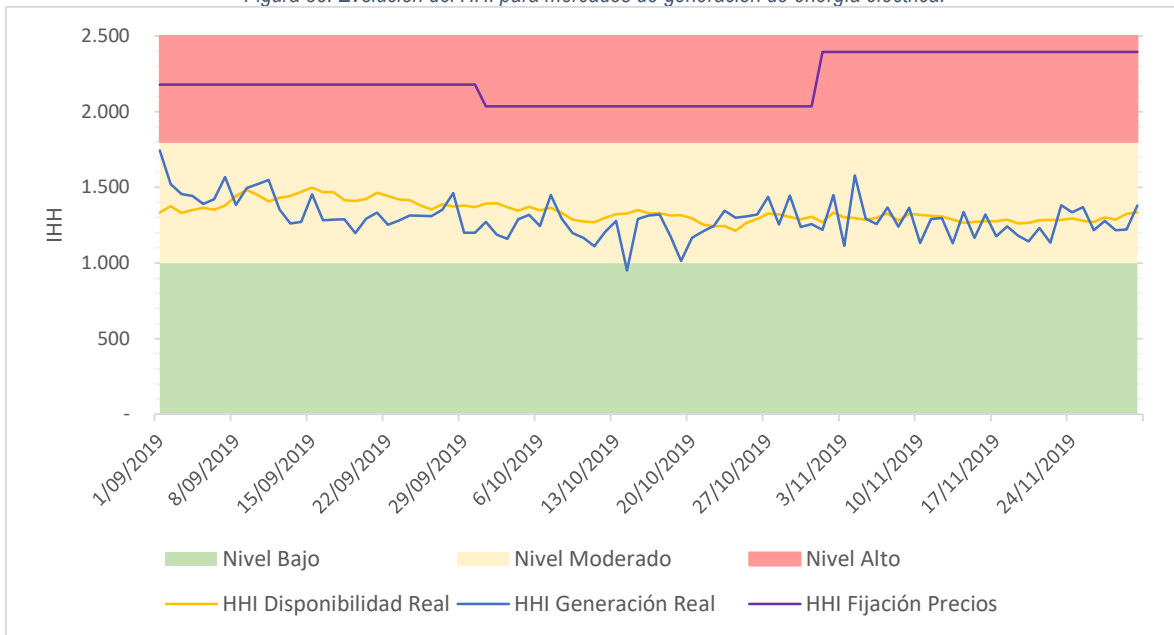
El indicador de concentración en la generación real muestra un descenso en comparación con los valores del primer semestre (presentados en el primer informe de seguimiento), periodo durante el cual los valores estuvieron cercanos a la región alta de concentración, e incluso en algunos momentos estuvieron en dicho nivel;

en cuanto al indicador de concentración en la disponibilidad real, tuvo un ligero incremento frente al semestre anterior, situándose en valores de 1.500. En cuanto a la fijación de precios, los valores del indicador se mantienen entre 2.000 y 2.500 por lo cual durante este periodo se mantiene la condición de concentración y posición de dominio por parte de algunos agentes.

En cuanto a la generación real de energía, la Figura 36 muestra la participación de los diez agentes con mayor contribución, considerando los recursos de su portafolio. Al comparar la participación de este trimestre con los resultados del informe anterior, no se presenta mayor variación.

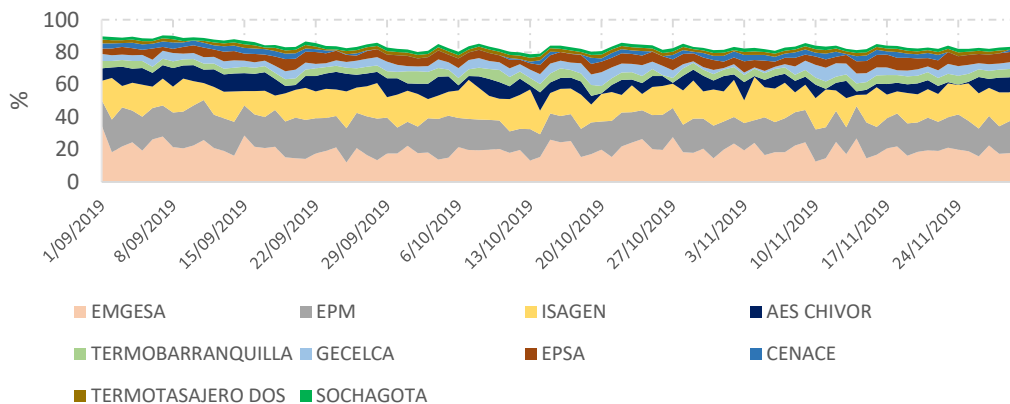
A partir de los resultados mostrados en el informe anterior y la actualización de estos indicadores, se observa que sobresalen nuevamente los tres agentes mencionados anteriormente (EMGESA, EPM e ISAGEN). Estos agentes representan alrededor del 60% de la generación y la disponibilidad durante el periodo de estudio.

Figura 35. Evolución del HHI para mercados de generación de energía eléctrica.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

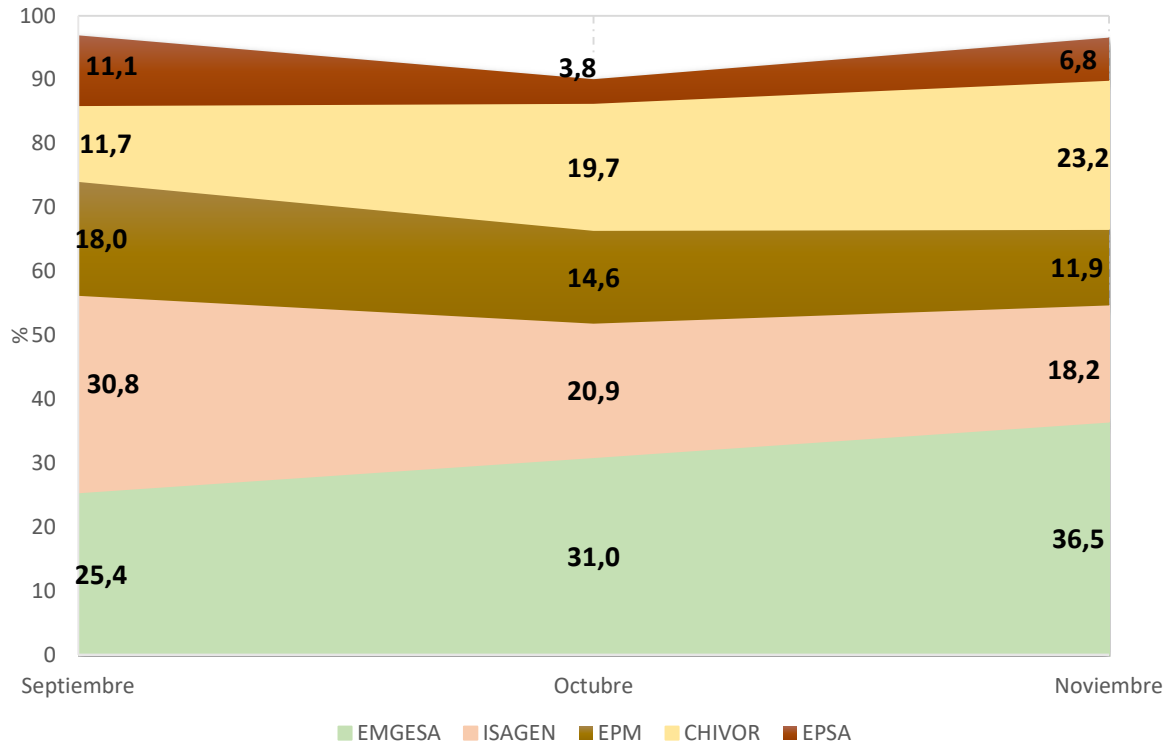
Figura 36. Participación de los agentes en la generación real.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

En la Figura 37 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. En primer lugar, EMGESA y CHIVOR presentan un incremento en su participación durante el periodo de análisis, el primero pasando de 25,4% a 36,5%, y el segundo de 11,7 a 23,2, doblando su participación; mientras que agentes como ISAGEN y EPM reducen su participación en el periodo, en el caso de ISAGEN pasando de 30,8% a 18,2%. Los agentes mostrados en la gráfica fijan el precio en más del 90% del tiempo.

Figura 37. Participación de los agentes en la fijación de precios.

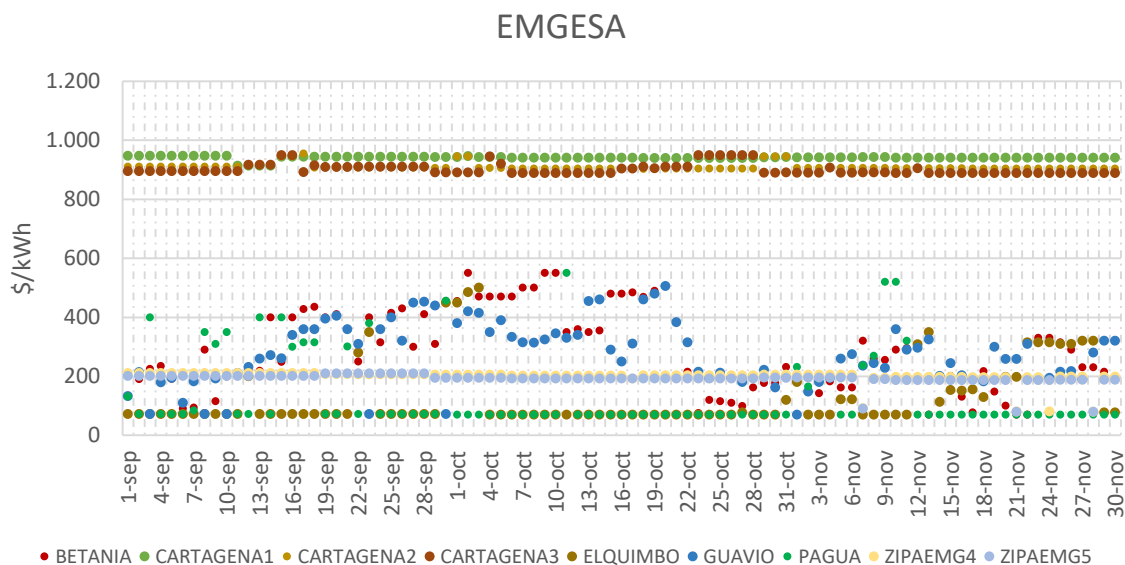


Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

En el mismo sentido del informe anterior, para los agentes con mayor participación en la generación real y la fijación de precios, se realiza 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 38 a Figura 42.

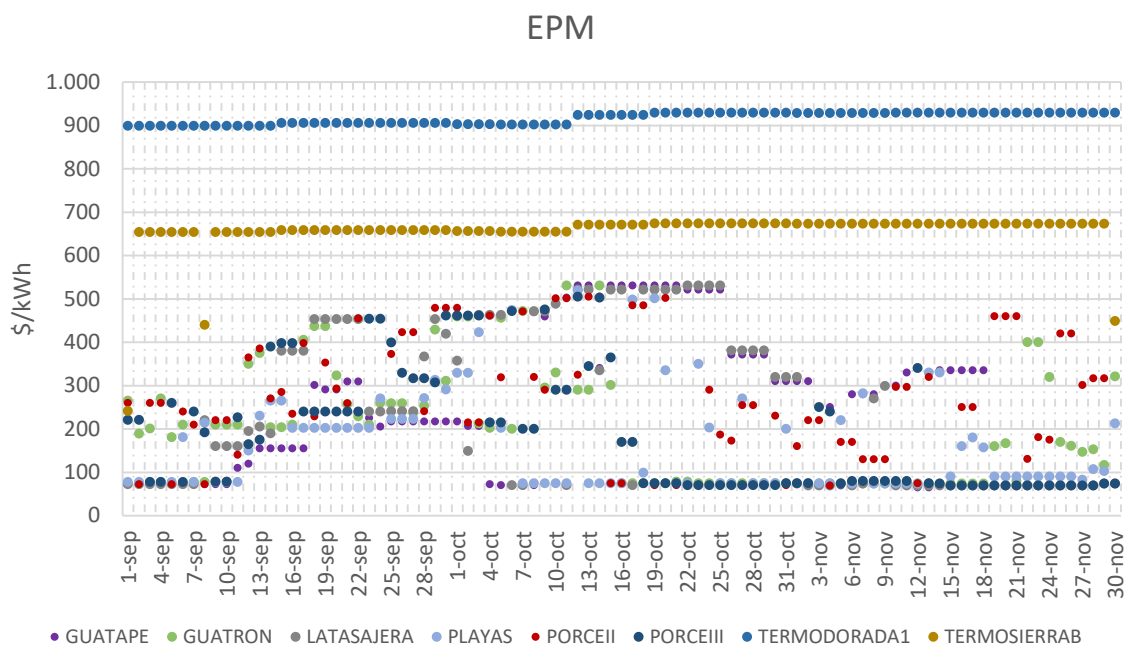
Para las plantas hidroeléctricas se observa que los agentes presentan un comportamiento más o menos consistente, es decir, las ofertas se comienzan a incrementar a partir de septiembre, alcanzando los valores máximos a mediados de octubre, para después descender durante el mes de noviembre. No obstante, es posible evidenciar variabilidad en las ofertas durante el periodo, y cambios abruptos incluso entre un día y otro. 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 38. Evolución de ofertas de precio para el portafolio de EMGESA.



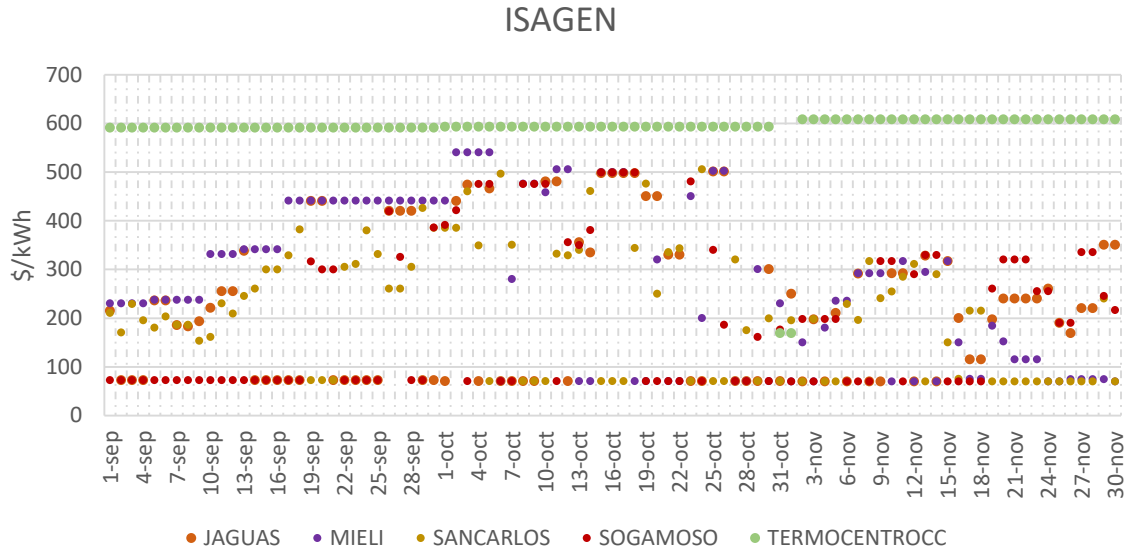
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Figura 39. Evolución de ofertas de precio para el portafolio de EPM.



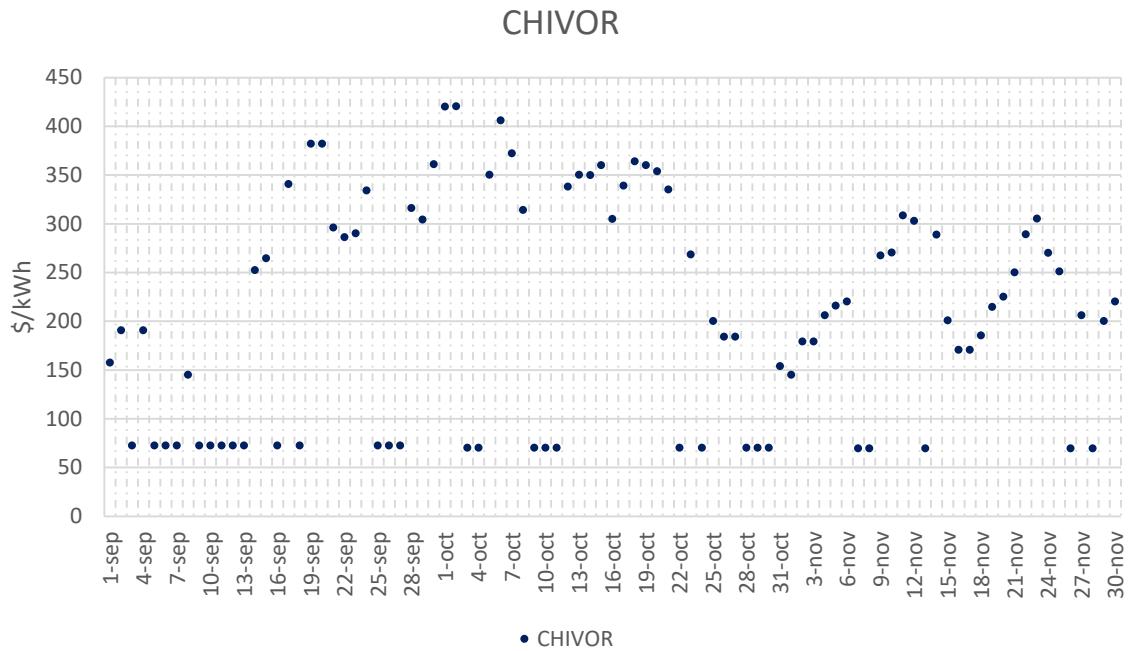
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Figura 40. Evolución de ofertas de precio para el portafolio de ISAGEN.



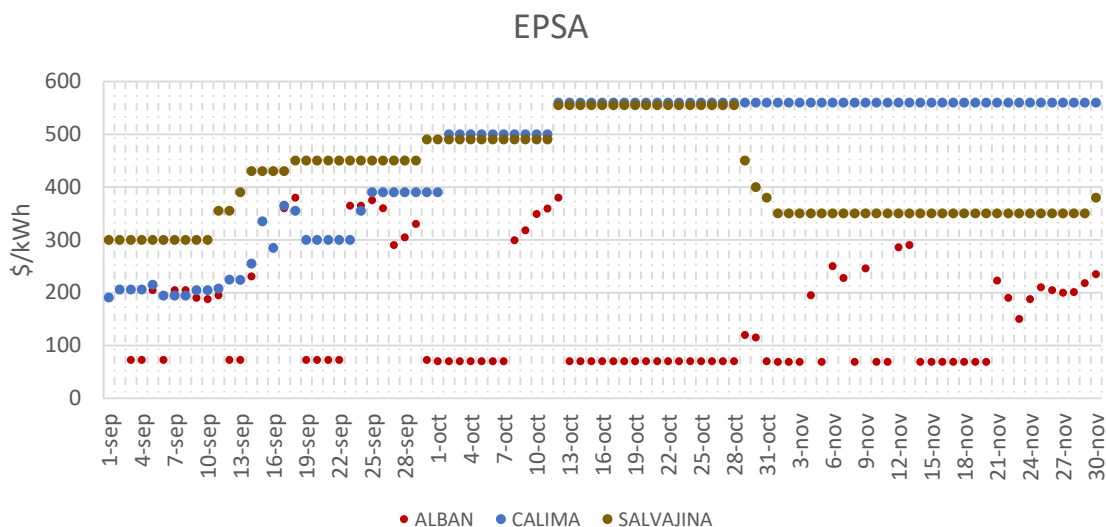
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Figura 41. Evolución de ofertas de precio para el portafolio de CHIVOR.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Figura 42. Evolución de ofertas de precio para el portafolio de EPSA.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

En las Tablas 9 a 13 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 puede evidenciar aspectos como la variabilidad en las ofertas de los generadores hidroeléctricos (a través de la desviación estándar), y los valores que más se presentan (moda), que están alrededor de 70 \$/kWh, ligeramente mayores a los valores mínimos ofertados por dichas plantas (63 \$/kWh), para el periodo de análisis.

En el caso de EMGESA (Tabla 9), los valores de oferta de las centrales hidroeléctricas oscilan entre 69 \$/kWh y 550 \$/kWh. La menor desviación estándar de las plantas hidroeléctricas corresponde a 104,12 \$/kWh (Guavio), y la mayor a 140,99 \$/kWh (Betania). Los valores máximos para dichas plantas están por encima de 500 \$/kWh. Por otro lado, es posible evidenciar que para las plantas térmicas la media, la mediana y la moda están muy cercanos, lo cual atiende a la estabilidad en las ofertas de dichas plantas.

Tabla 9. Estadísticas descriptivas ofertas EMGESA en \$/kWh.

Central	Media	Mediana	Moda	Desv, Est,	Mínimo	Máximo
BETANIA	276,66	250,00	400,00	140,99	69,41	550,00
CARTAGENA1	941,15	941,19	940,45	6,38	913,47	947,62
CARTAGENA2	909,63	905,66	903,83	11,86	903,05	955,00
CARTAGENA3	901,67	891,11	895,61	18,32	888,43	950,00
ELQUIMBO	130,86	72,57	72,57	110,46	69,41	500,00
GUAVIO	273,60	261,00	72,57	104,12	69,41	506,00
PAGUA	136,61	70,07	70,07	126,88	69,41	550,00
ZIPAEMG2	190,06	189,96	195,83	13,51	80,00	208,00
ZIPAEMG3	202,68	204,00	212,69	8,38	190,65	212,69
ZIPAEMG4	198,93	203,46	211,38	25,39	80,00	211,38
ZIPAEMG5	191,72	192,76	200,68	21,25	80,00	210,00

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Para EPM (Tabla 10) se observa que la menor desviación estándar de las plantas hidroeléctricas corresponde con la central Playas con 114,36 \$/kWh y la mayor desviación la presenta la planta La Tasajera con un valor de 179,73 \$/kWh. Por otro lado, las plantas térmicas si bien son estables en sus ofertas, TERMOSIERRA presentan una desviación estándar de 40,58 \$/kWh como consecuencia de una oferta el día 8 de septiembre. Las ofertas de las hidroeléctricas presentaron valores máximos de 531 \$/kWh con excepción de Porce II y Porce III que alcanzan un valor de 505 \$/kWh.

Tabla 10. Estadísticas descriptivas ofertas EPM en \$/kWh.

Central	Media	Mediana	Moda	Desv, Est,	Mínimo	Máximo
GUATAPE	243,41	217,00	69,41	163,11	64,91	531,00
GUATRON	201,91	189,00	74,39	135,11	73,73	531,00
LATASAJERA	250,82	220,00	69,41	179,73	69,41	531,00
PLAYAS	168,05	99,00	202,00	114,36	74,00	519,00
PORCEII	271,54	259,00	70,07	143,21	69,41	505,00
PORCEIII	190,73	80,00	69,41	140,94	69,41	505,00
TERMODORADA1	916,57	924,26	929,16	13,25	898,77	929,16
TERMOSIERRAB	656,03	670,87	673,50	55,39	241,19	673,64

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

En el caso de ISAGEN (Tabla 11) la menor desviación estándar la presenta la central SAN CARLOS con un valor de 127 \$/kWh, mientras que las otras centrales hidroeléctricas estuvieron alrededor de 155\$/kWh. Caber resaltar que la mayor oferta para este portafolio es de SOGAMOSO con un valor de 600 \$/kWh. Respecto a TERMOCENTRO la desviación estándar fue de 63,54 consecuencia de dos ofertas en el mes de octubre que influyen en el estadístico.

Tabla 11. Estadísticas descriptivas ofertas ISAGEN en \$/kWh.

Central	Media	Mediana	Moda	Desv, Est,	Mínimo	Máximo
JAGUAS	223,60	210,00	72,57	151,19	69,41	501,00
MIELI	275,58	280,00	441,00	163,28	69,41	540,00
SANCARLOS	213,52	209,00	69,41	127,00	69,41	505,00
SOGAMOSO	201,62	72,57	72,57	151,07	69,41	498,50
TERMOCENTROCC	587,31	592,39	590,51	63,54	168,77	607,60

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

En cuanto a CHIVOR (Tabla 12), la desviación de las ofertas está en 113,90\$/kWh, con un valor de promedio de 209,07\$/kWh, estadístico superior al presentado en el informe anterior, presentando un valor máximo de 420,30\$/kWh.

Tabla 12. Estadísticas descriptivas ofertas CHIVOR en \$/kWh.

Central	Media	Mediana	Moda	Desv, Est,	Mínimo	Máximo
CHIVOR	209,07	206,00	72,57	113,90	69,41	420,30

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

A diferencia de los demás portafolios hidroeléctricos, para EPSA (Tabla 13), durante el periodo de análisis, los estadísticos principales son muy similares (media, mediana, moda), y coinciden o se aproximan a los valores de ofertas máximas, con valores de 560 \$/kWh y 350 \$/kWh para las plantas CALIMA y SALVAJINA, respectivamente, con una oferta máxima de 560\$/kWh. Las desviaciones estándar están en un rango similar al de los demás agentes.

Tabla 13. Estadísticas descriptivas ofertas EPSA en \$/kWh.

Central	Media	Mediana	Moda	Desv, Est,	Mínimo	Máximo
ALBAN	158,22	72,57	70,07	106,57	69,41	380,00
CALIMA	459,93	560,00	560,00	134,99	191,00	560,00
SALVAJINA	420,82	430,00	350,00	86,90	300,00	555,00

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, adicionalmente, se puede observar que las plantas presentan los mismos patrones a lo largo del año, como lo son estadísticos similares (moda, máximos y mínimos).

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

En el mercado eléctrico de corto plazo, los agentes participantes declaran ofertas de precio y disponibilidad de potencia, esta última de forma horaria. Teóricamente, en un mercado competitivo, la volatilidad de las ofertas de precio debería estar directamente relacionada con la volatilidad del precio de los combustibles y con la estimación del costo de oportunidad del agua. En este sentido, no se esperaría que las ofertas de precio varieran drásticamente en el corto plazo (i.e., día a día), a menos que se presenten situaciones de cambios abruptos en los precios internacionales de combustibles, en las condiciones de regulación de los embalses, o se presentaran condiciones críticas imprevisibles.

Con el fin de dar señales sobre el comportamiento observado de los agentes generadores en el mercado eléctrico, y teniendo en cuenta la metodología descrita en el primer informe semestral de seguimiento, se tomó una muestra de las ofertas de precio y disponibilidad de los agentes generadores, y de los precios de bolsa horarios de la energía, para cada día de un mes específico.

Con el objetivo de tener en cuenta la capacidad de las plantas de generación, se realizó el análisis con la información de las rentas inframarginales, estimadas de forma simple como la diferencia positiva entre el precio de bolsa liquidado y la oferta del generador, multiplicada por la cantidad ofertada; en caso de que el precio de oferta sea mayor al de bolsa, el generador no sería despachado y no tendría renta inframarginal asociada.

Luego de esta evaluación, se procedió a analizar las ofertas de precio de los generadores. Se resalta que tanto las ofertas de los generadores, como el precio de bolsa y las rentas inframarginales analizadas en este capítulo han sido normalizadas a valores entre 0 y 1. A continuación, se presentan algunos de los casos analizados.

- **Caso 1:** presenta el comportamiento de las ofertas de tres generadores hidroeléctricos que pertenecen a un mismo agente. La Tabla 14 muestra las estadísticas descriptivas de las rentas inframarginales para cada generador y su combinación. Por separado, el comportamiento de la renta inframarginal de cada generador tiene variaciones significativas en dos casos (son cercanas al 100%), mientras que en el caso combinado su coeficiente de variación es 57% (casi la mitad que algunos individuales).

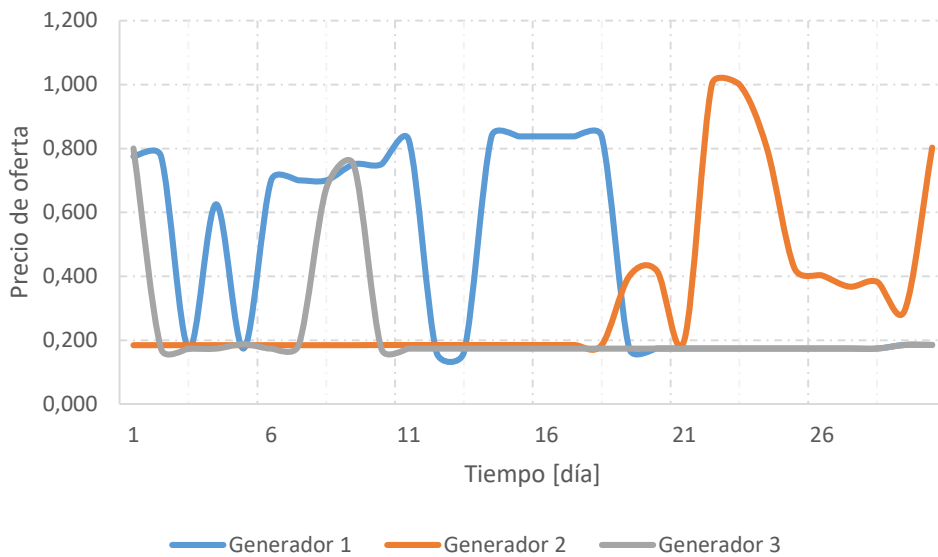
Tabla 14. Estadísticas descriptivas de la renta inframarginal para el caso 1.

Generador	Coefficiente variación
Generador 1	96%
Generador 2	84%
Generador 3	42%
Combinado	57%

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Con base en el análisis de las estadísticas descriptivas, luego se realiza el análisis de las ofertas de precio de los generadores bajo observación. La Figura 43 muestra la comparación del comportamiento de las ofertas de precio de los generadores. Se puede observar que, para algunos días del periodo analizado, las ofertas varían significativamente, entre 0,2 y 0,8, 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 (0,8). Por ejemplo, entre los días 1 y 6 el generador 1 realiza cinco cambios abruptos. Estos cambios repetitivos no necesariamente reflejan el nivel de almacenamiento de agua en embalse o los aportes hídricos al mismo, y podrían reflejar un comportamiento estratégico con el fin de mantener un nivel de precios o rentas.

Figura 43. 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 dos generadores hidroeléctricos que pertenecen a un mismo agente. La Tabla 15 muestra las estadísticas de las rentas inframarginales para cada generador y para su combinación. El coeficiente de variación para ambos generadores es 81%, mientras que en el caso combinado su coeficiente de variación es 64%.

Tabla 15. Estadísticas descriptivas de la renta inframarginal para el caso 2.

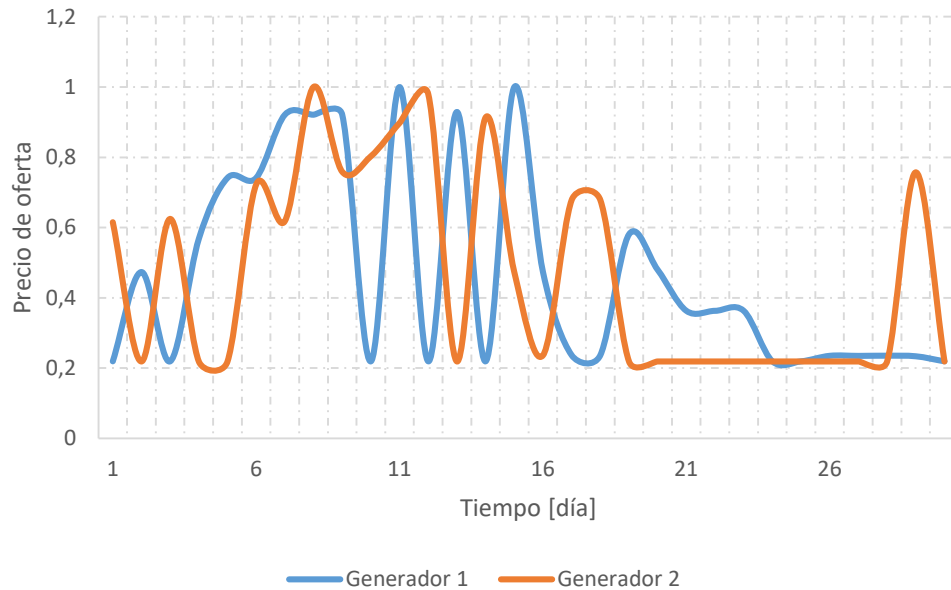
Generador	Coefficiente variación
Generador 1	81%
Generador 2	81%
Combinado	64%

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

La Figura 44 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 0,2-0,6 y 0,2-1,0, y se presentan varias conmutaciones entre el valor mínimo y máximo de oferta en un corto periodo de tiempo. Puntualmente, entre los días 10 y 16 el generador 1 conmuta seis

veces y el generador 2 lo hace en cuatro oportunidades. En este sentido, se puede apreciar como las ofertas de los generadores son opuestas, variando consistentemente entre el valor mínimo y máximo analizado. Como se mencionó anteriormente, estos cambios repetitivos no necesariamente reflejan el nivel de almacenamiento de agua en embalse o los aportes hídricos al mismo, y podrían reflejar un comportamiento estratégico con el fin de mantener un nivel de precios o rentas.

Figura 44. Comportamiento de las ofertas de precio para el caso 2.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

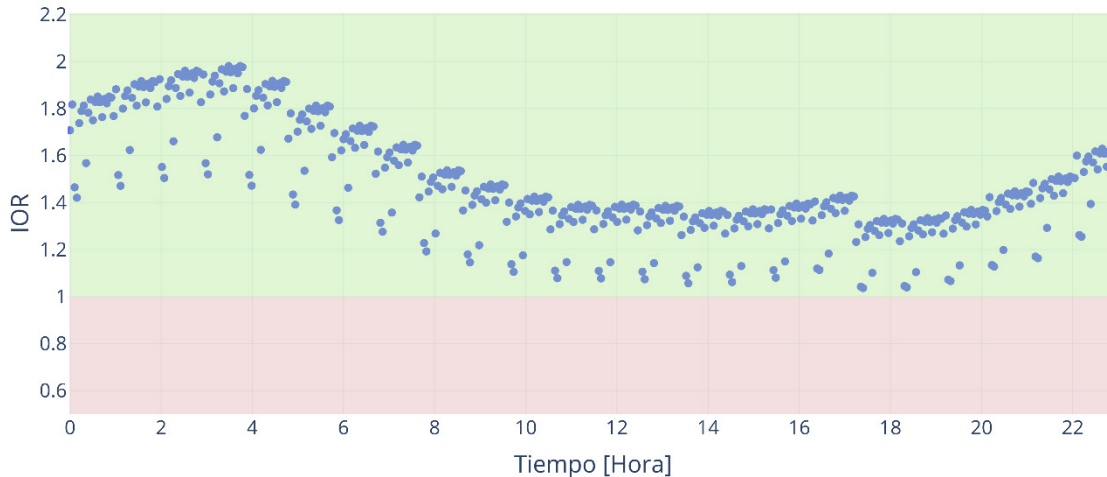
3.1.3. Agentes pivotales

En esta sección se utiliza el Índice de Oferta Residual (IOR) para identificar si algún agente tendría la capacidad de fijar precios superiores al costo marginal, y así buscar aumentar el precio de la energía. 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 y de poder fijar precios superiores a sus costos marginales. 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 y para dos agentes (IOR bipivotal) en el periodo de análisis.

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 divide entre la demanda del sistema. Este proceso se realiza para cada hora del día, obteniendo así el espectro de IOR dinámico en el corto plazo. El análisis se realiza para el escenario de mayor demanda presentado durante el periodo de análisis. En la Figura 45 se muestran los resultados obtenidos. Cada punto de la Figura representa el IOR para un agente específico y para una hora del día en particular. En los resultados se puede apreciar que ningún agente supera el límite de competitividad (zona roja). Adicionalmente, se puede apreciar que tres agentes (curva inferior de puntos IOR) son los que están más cercanos al límite de competitividad. Finalmente, entre las horas 18 y 20 (demanda pico) es cuando el IOR se acerca más al límite de competitividad.

Figura 45. IOR pivotal para el escenario de demanda máxima.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

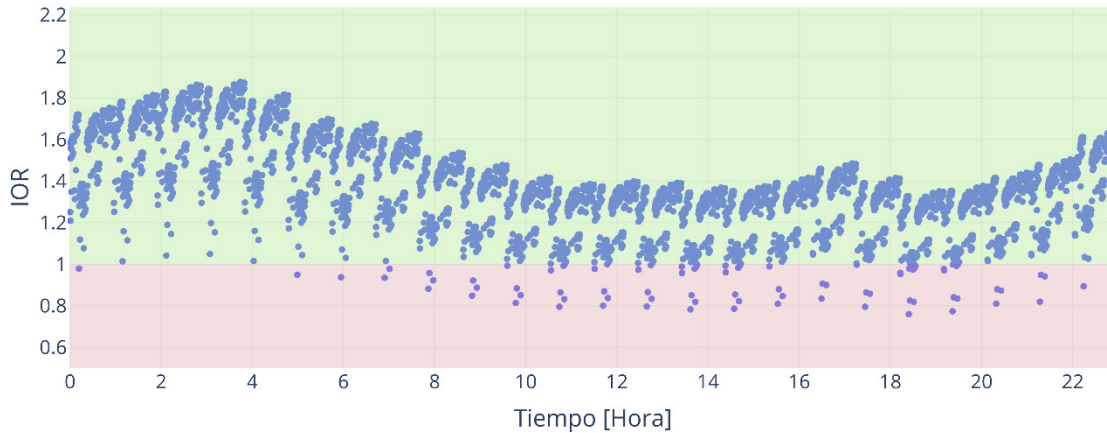
3.1.3.2. IOR bípivotal

En mercados imperfectos y concentrados es posible que dos o más agentes se comuniquen con el fin de comportarse estratégicamente para aumentar el precio, o que un agente se comporte de forma estratégica conociendo previamente el comportamiento de otro agente (por ejemplo, basado en datos históricos), así no se comuniquen explícitamente. Para evaluar esa situación de mercado y la posibilidad de abusar de posición dominante se utiliza el IOR bípivotal.

El IOR bípivotal se obtiene al combinar el comportamiento de dos agentes, esto es, dos agentes actuando como uno solo. En este caso se evalúan todas las combinaciones posibles de dos agentes y se muestra su IOR para cada hora del día en el escenario de demanda máxima del periodo analizado.

La Figura 46 muestra los resultados obtenidos. Cada punto de la Figura representa el IOR para la combinación de dos agentes específicos y para una hora del día en particular. En los resultados se puede apreciar que hay al menos ocho combinaciones de dos agentes que superan el límite de competitividad y se ubican en la zona roja. Este comportamiento se presenta en casi todas las horas (a excepción de la hora 2 y 3), y se hace más evidente desde la hora 8 hasta la hora 22. Adicionalmente, se observan diferentes combinaciones que se acercan al límite de competitividad (franja media de la dispersión de IOR). Finalmente, hay combinaciones de agentes de la franja media pasan a la zona roja y que representan riesgo de abuso de posición dominante en el mercado.

Figura 46. IOR bípivotal para el escenario de demanda máxima.



Fuente: elaboración propia con datos de XM.

En resumen, y a manera de conclusión, el IOR es un indicador que permite evaluar la concentración y poder de mercado en el corto plazo, tanto para comportamientos individuales como colectivos. En este sentido, se calcularon los IOR de los agentes de forma individual (pivotal), y colectiva (bipivotal), para el escenario de demanda máxima. Los análisis muestran que ante comportamientos individuales no hay potencial de ejercer poder de mercado en el corto plazo, pero el margen de competitividad es pequeño, lo que muestra que ante posibles situaciones de estrés del sistema (por ejemplo, contingencias de transmisión o generación) podría haber agentes individuales con posibilidad de ejercer indebidamente poder de mercado. No obstante, cuando se considera la posibilidad de formar combinaciones de agentes, que actúan cooperativamente, se puede superar el margen de competitividad en varios casos. Es decir, hay combinaciones de agentes que podrían ejercer poder de mercado en las condiciones normales del sistema. Es necesario resaltar que este indicador muestra si hay potencial para ejercer poder de mercado, pero no implica que esa condición se esté presentando necesariamente en el mercado.

3.2. Indicadores mercado de gas natural

3.2.1. Índices de precios nacional vs importado

Este indicador se define como una razón en la que se divide el precio promedio para cada campo de gas nacional específico sobre el último precio de gas importado que se tiene disponible:

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

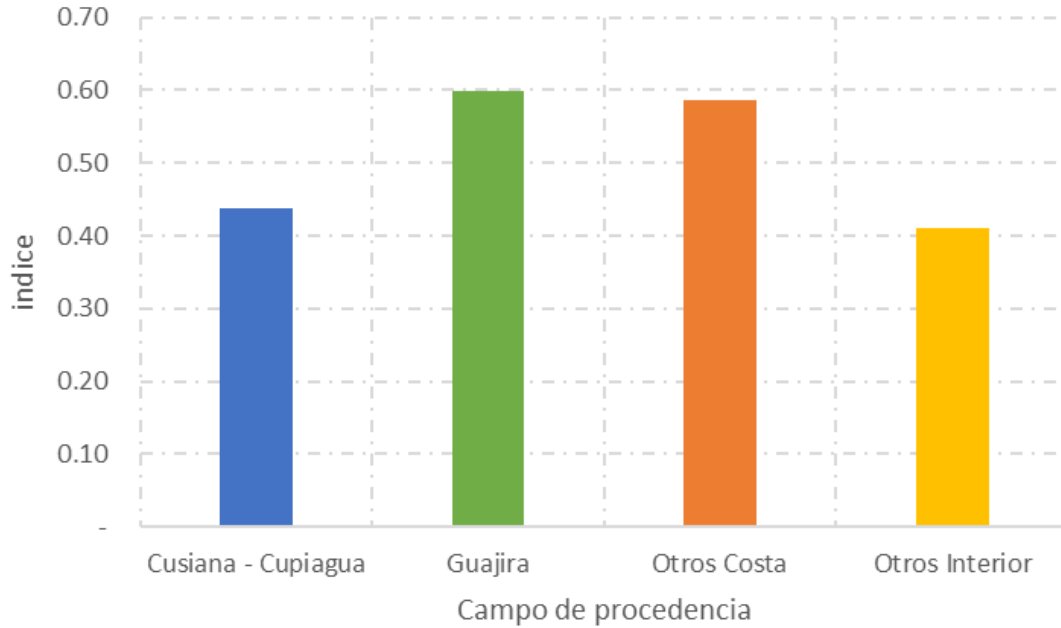
Donde:

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

PI es el precio del gas importado.

En la Figura 47 se observa la relación que se obtuvo considerando como referencia los cargamentos de gas importado que se adquirieron en el período enero – abril de 2019.

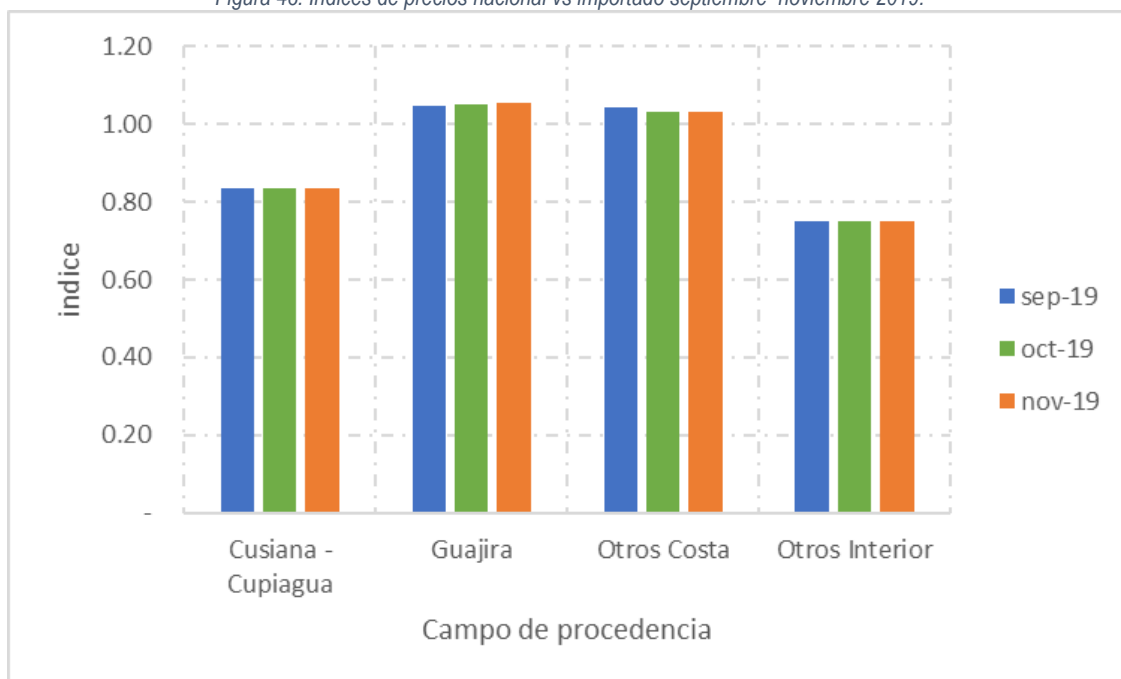
Figura 47. Índices de precios nacional vs importado enero-abril 2019.



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

Sin embargo, este índice es bastante sensible al precio de gas importado. Como se observa en la Figura 48, cuando se calcula el indicador con un cargamento realizado en el mes de septiembre, el índice varió de forma importante, incluso estando por encima de 1 en el caso de los campos de la Costa. Con esto, a pesar de que parecen existir excedentes de gas nacional y una situación de sobreoferta en el mercado internacional de GNL (spot), se podría decir que en este momento el gas importado es competitivo con el gas nacional. Sin embargo, esto puede corresponder a una situación particular del momento o las condiciones con las que se adquirió el GNL que sirve como referencia para este análisis.

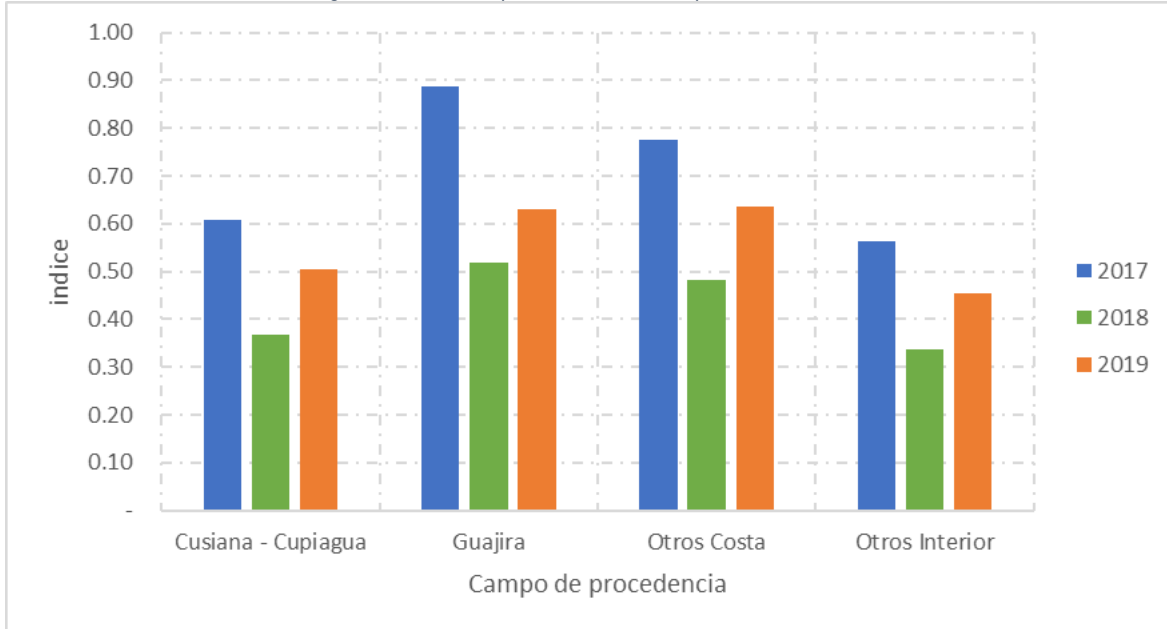
Figura 48. Índices de precios nacional vs importado septiembre–noviembre 2019.



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

Al revisar la evolución del índice en los últimos tres años (que es cuando se han realizado importaciones de gas), en la Figura 49, se observa una alta variabilidad en el indicador, que se puede explicar más por la variación del precio del gas importado (puesto en Cartagena) que por las variaciones de los precios nacionales, que han sido relativamente estables durante este período.

Figura 49. Índices de precios nacional vs importado 2017-2019.

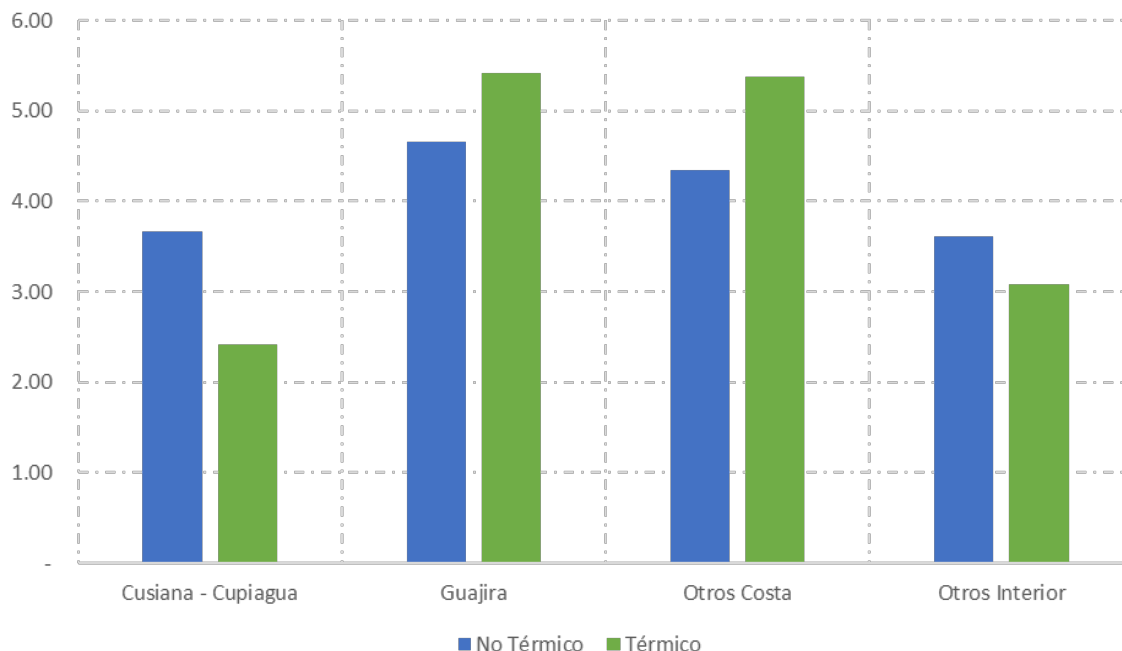


Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas y los agentes.

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

En la Figura 50 se puede observar la comparación de precios entre el sector térmico y el sector no térmico para los principales campos del país (interior y la costa). La gráfica muestra que, durante el período de análisis, se mantienen las diferencias de precios que existen entre la Costa Atlántica y el interior del país, especialmente para el sector térmico, que están entre 2,5 y 3 USD/MBTU.

Figura 50. Comparación de precios entre el sector térmico y el sector no térmico de los principales campos del país (en USD/MBTU).

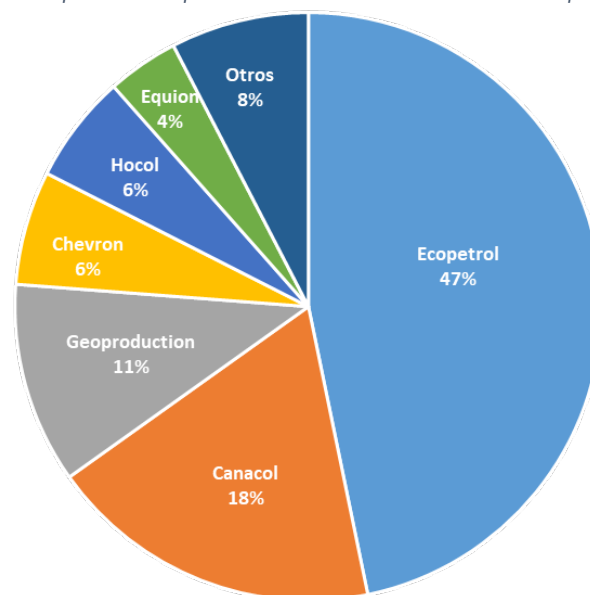


Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

3.2.3. Participación en la contratación del mercado primario por productor

En la Figura 51 se muestra la distribución de la participación en la contratación del mercado primario por productor. Canacol, a pesar de contar con menos del 20% de la producción total, presenta un significativo porcentaje de 18%. Mientras que Chevron, debido a la disminución de la producción en Guajira, ha visto reducida su contratación de forma importante, representando solo un 6% de la contratación del mercado primario.

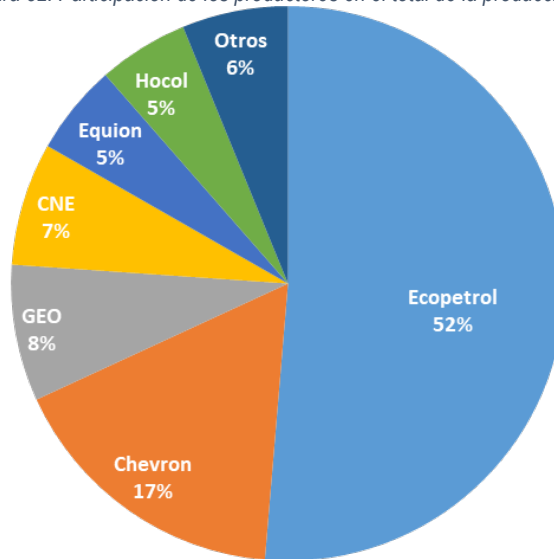
Figura 51. Participación de los productores en la contratación del mercado primario.



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

Por otro lado, cuando se revisa el porcentaje de participación de los productores en la producción real (Figura 52), Ecopetrol se mantiene como el principal productor, pero es interesante ver como Canacol y Geoproduction, a pesar de tener un porcentaje significativo de contratación (17% en conjunto), en producción real tienen una participación menor que Chevron, lo que reflejaría la contratación de un gas que todavía no estaría siendo producido.

Figura 52. Participación de los productores en el total de la producción.

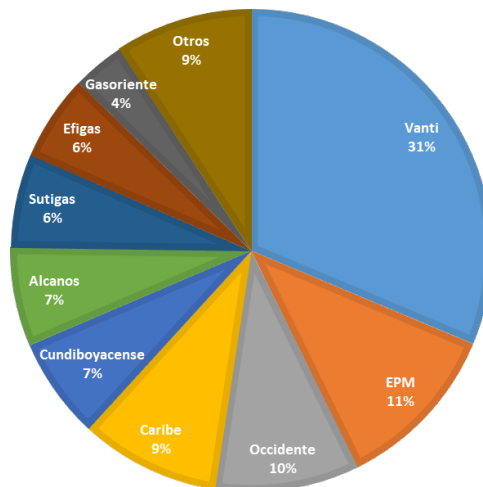


Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

3.2.4. Participación en la demanda regulada por distribuidor

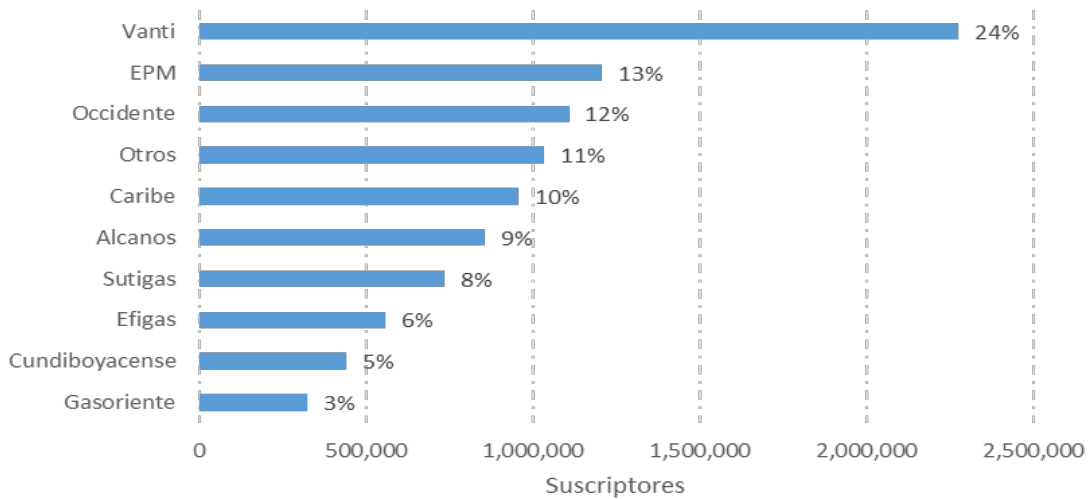
En la Figura 53 y Figura 54, se puede observar la distribución de la demanda regulada entre los diferentes distribuidores. Como es de esperarse, el principal distribuidor es Vanti quien atiende el mercado de Bogotá y sus alrededores. Es interesante ver como EPM es el segundo distribuidor, ya que es uno de los mercados más nuevos, pero ha logrado un crecimiento importante de usuarios en los últimos años. Tanto en demanda como en número de suscriptores las participaciones se mantienen muy similares.

Figura 53. Participación de los distribuidores en el total de la demanda regulada.



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

Figura 54. Participación de los distribuidores en el total de los suscriptores.



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

4. Conclusiones

En este boletín trimestral de la Unidad de Monitoreo de Mercados de Electricidad y Gas Natural (UMMEG) se presentó el seguimiento a las principales variables de estos mercados: oferta, demanda, precios, infraestructura, contratación, y otras variables relevantes, durante el periodo comprendido entre el 1° de septiembre y el 30 de noviembre de 2019, 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 altos niveles de generación hidroeléctrica (alrededor del 75%), sin embargo, los precios de bolsa se han mantenido relativamente altos (promedio cercano a 280 \$/kWh y picos de casi 500 \$/kWh), con una tendencia al alza hacia el final del periodo, unida a bajos niveles de aportes y del embalse agregado (entre 65% y 70%).

A pesar de que la demanda ha presentado altas tasas de crecimiento en comparación con los valores de años anteriores, especialmente en algunas regiones como la costa Caribe, se mantienen entre los escenarios medio y bajo de las proyecciones ajustadas de la UPME. Los porcentajes de contratación a mediano plazo para la demanda regulada han aumentado cerca de un 10%. Se espera que la entrada en funcionamiento del sistema centralizado de información de convocatorias públicas – SICEP, al que hace referencia la Resolución CREG 130 de 2019, revele más información sobre la contratación de este mercado.

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.

En lo que tiene que ver con el mercado mayorista de gas natural, se ve una caída importante tanto en la producción de los campos de la Costa como en el interior del país que llevó a que la producción promedio haya sido de 901 GBTUD en noviembre. Esta caída se explica principalmente por una caída en la demanda térmica y de refinación. Y en el mismo sentido, durante el trimestre septiembre- noviembre, las importaciones de gas disminuyeron de forma importante (6.47 GBTUD).

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.

Tal como en el informe anterior, se estudiaron los indicadores de agentes pivotaes, y se utilizó el índice de oferta residual (IOR) para el escenario de demanda máxima del periodo de análisis. Se consideró el comportamiento individual de los agentes (IOR pivotal), y el comportamiento combinado de dos agentes (IOR bipivotal). Los resultados del análisis de concentración de poder de mercado en el corto plazo arrojaron que, para comportamientos individuales, aunque no hay agentes pivotaes, el margen de competitividad es pequeño, y ante posibles situaciones de estrés del sistema (contingencias en generación o transmisión) existiría la posibilidad de que agentes individuales puedan ejercer indebidamente poder de mercado. En el caso de dos agentes combinados (bipivotal), se obtuvo que hay al menos ocho combinaciones de dos agentes que tendrían el potencial de ejercer poder de mercado en condiciones normales del sistema.

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 2,5-3 USD/MBTU más para los térmicos de la Costa), tema que se está analizando en profundidad.

En cuanto a los indicadores de participación, en la producción y la contratación del mercado primario se presenta un comportamiento muy similar, con el principal productor con cerca del 50% del mercado, y el restante 50% repartido principalmente entre 6 agentes; mientras que en la atención a la demanda regulada, una empresa cubre cerca del 30%, y otras 8 empresas se reparten un 60%, con participaciones cercanas a 5-10%.



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



El futuro
es de todos

DNP
Departamento
Nacional de Planeación