



# INFORME SEMESTRAL DE 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**

**ENERO - JUNIO 2019**



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 (e)**

## EQUIPO DE TRABAJO

Camilo Táutica Mancera – **Coordinador**

### **Equipo electricidad:**

Stefanía Gómez Sánchez

Mauricio Andrés Palma Orozco

Miguel Andrés Velásquez Motta

### **Equipo tecnologías de información:**

Jorge Andrés Vanegas Ramírez

Jorge Emiro López Amaya

Diego Alejandro Castro López

### **Equipo gas natural:**

Laura Eva Barragán Torres

Omar Enrique Tovar de la Cruz

### **Apoyo jurídico:**

Marco Antonio Jiménez Sánchez

**FECHA DE PUBLICACIÓN: OCTUBRE 2019**

# Contenido

Contenido.....	2
Lista de figuras .....	4
Lista de tablas.....	9
1. Introducción .....	10
1.1. Antecedentes – Contexto.....	10
1.2. Monitoreo de mercados de energía en Colombia .....	11
1.3. ¿Qué es la UMMEG? .....	11
1.3.1. Objetivos de la UMMEG .....	12
1.3.2. Actividades de la UMMEG.....	12
1.4. Objetivos y alcance del informe semestral .....	12
2. Seguimiento a variables de mercado .....	14
2.1. Mercado de energía eléctrica .....	14
2.1.1. Oferta - Generación por combustible .....	15
2.1.2. Oferta - Nivel de embalses .....	16
2.1.3. Indicadores sobre fenómeno del Niño.....	17
2.1.4. Eventos de indisponibilidad en la infraestructura de energía eléctrica.....	18
2.1.5. Demanda .....	23
2.1.6. Precios .....	26
2.1.7. Restricciones .....	30
2.1.8. Contratos con destino al mercado regulado.....	31
2.1.9. Contratos con destino al mercado no regulado.....	36
2.2. Mercado de gas natural .....	38
2.2.1. Producción.....	38
2.2.2. Importaciones .....	40
2.2.3. Eventos de indisponibilidad en la infraestructura de gas natural.....	41
2.2.4. Demanda .....	48
2.2.5. Precios .....	50
2.2.6. Contratos.....	52
3. Análisis de indicadores .....	53
3.1. Indicadores mercado de energía eléctrica .....	53
3.1.1. Índices de concentración HHI.....	53

3.1.2.	Análisis de las ofertas y del comportamiento de los agentes generadores.....	62
3.1.3.	Agentes pivotaes .....	78
3.2.	Indicadores mercado de gas natural.....	84
3.2.1.	Curva de oferta agregada de contratos para el mercado primario de gas natural... ..	84
3.2.2.	Índices de precios.....	86
3.2.3.	Concentración en la contratación por productor .....	87
4.	Análisis de restricciones .....	89
4.1.	Consumo y precios del gas natural importado .....	89
4.2.	Costo de suministro de gas nacional.....	91
4.3.	Costos de suministro de gas declarados .....	93
4.4.	Costos de transporte de gas declarados .....	94
4.5.	Tasa representativa del mercado.....	95
4.6.	Eficiencia de las plantas de generación térmica .....	97
4.7.	Precio de bolsa .....	100
4.8.	Liquidación de las reconciliaciones positivas .....	101
5.	Conclusiones y recomendaciones .....	104

# Lista de figuras

Figura 1. Generación diaria por tipo de recurso. Fuente: elaboración propia con datos de XM. ....	15
Figura 2. Generación diaria con recursos fósiles. Fuente: elaboración propia con datos de XM.....	16
Figura 3. Volumen útil diario del embalse agregado en porcentaje. Fuente: elaboración propia con datos de XM. ....	17
Figura 4. Volumen útil diario del embalse agregado en energía. Fuente: elaboración propia con datos de XM. ....	17
Figura 5. Comportamiento del ONI en 2019 y otros años de referencia. Fuente: elaboración propia con datos de la NOAA. ....	18
Figura 6. Comportamiento del MEI en 2019 y otros años de referencia. Fuente: elaboración propia con datos de la NOAA. ....	18
Figura 7. Media y desviación estándar de la duración de un evento de indisponibilidad en plantas de generación. Fuente: elaboración propia con datos de XM. ....	19
Figura 8. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas de generación en 2019. Fuente: elaboración propia con datos de XM. ....	20
Figura 9. Duración media y frecuencia de indisponibilidades en plantas de generación hidroeléctrica en 2019. Fuente: elaboración propia con datos de XM. ....	20
Figura 10. Duración media y frecuencia de indisponibilidades en plantas de generación térmica en 2019. Fuente: elaboración propia con datos de XM. ....	21
Figura 11. Media y desviación estándar de las horas de indisponibilidad en los activos de transmisión. Fuente: elaboración propia con datos de XM. ....	21
Figura 12. Media y desviación estándar de las horas compensadas por la indisponibilidad en los activos de transmisión. Fuente: elaboración propia con datos de XM. ....	22
Figura 13. Densidad de probabilidad y probabilidad acumulada de las horas de indisponibilidad por activo de transmisión. Fuente: elaboración propia con datos de XM. ....	22
Figura 14. Activos de transmisión con más horas de indisponibilidad en 2019. Fuente: elaboración propia con datos de XM. ....	23
Figura 15. Demanda no atendida y duración de eventos de indisponibilidad en el año 2019. Fuente: elaboración propia con datos de XM. ....	23
Figura 16. Demanda de energía mensual 2019 y escenarios de proyección de la UPME. Fuente: elaboración propia con datos de XM y UPME.....	24
Figura 17. Demanda promedio mensual por región, participación sobre el total y crecimiento con respecto al 2018, y demanda no atendida promedio mensual por región. Fuente: elaboración propia con datos de XM.....	25
Figura 18. Porcentaje de contratación de la demanda para el periodo 2019-2023. Fuente: elaboración propia con datos de XM. ....	26
Figura 19. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) e hitos durante periodo de análisis. Fuente: elaboración propia con datos de XM. ....	27
Figura 20. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y volumen útil diario de los embalses. Fuente: elaboración propia con datos de XM. ....	28
Figura 21. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y costo asociado a las restricciones. Fuente: elaboración propia con datos de XM. ....	28

Figura 22. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y precio de escasez de activación. Fuente: elaboración propia con datos de XM. ....	29
Figura 23. 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. ....	29
Figura 24. Costo agregado por agente mensual de reconciliaciones positivas sin AGC desde 2017. Fuente: elaboración propia con datos de XM. ....	30
Figura 25. Costo agregado por agente mensual de reconciliaciones positivas sin AGC en 2019. Fuente: elaboración propia con datos de XM. ....	30
Figura 26. Participación por tipo de contrato en los contratos con destino al mercado regulado. Fuente: elaboración propia con datos de los agentes. ....	31
Figura 27. Cantidad de contratos que cuentan con garantías. Fuente: elaboración propia con datos de los agentes. ....	32
Figura 28. Porcentajes de contratación en el mercado regulado para 2020. Fuente: elaboración propia con datos de XM. ....	33
Figura 29. Porcentajes de contratación en el mercado regulado para 2021. Fuente: elaboración propia con datos de XM. ....	34
Figura 30. Porcentajes de contratación en el mercado regulado para 2022. Fuente: elaboración propia con datos de XM. ....	34
Figura 31. Porcentajes de contratación en el mercado regulado para 2023. Fuente: elaboración propia con datos de XM. ....	35
Figura 32. Porcentajes de contratación en el mercado regulado para 2024. Fuente: elaboración propia con datos de XM. ....	35
Figura 33. Porcentajes de contratación en el mercado regulado para 2025. Fuente: elaboración propia con datos de XM. ....	36
Figura 34. Producción total de gas por campo. Fuente: elaboración propia a partir de datos de Concentra y CNO Gas. ....	39
Figura 35. Participación en la producción de gas por campo. Fuente: elaboración propia a partir de datos de Concentra. ....	40
Figura 36. 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. ....	41
Figura 37. Esquema de funcionamiento de la planta de regasificación de Cartagena. Fuente: elaboración propia. ....	41
Figura 38. Producción total de gas por región enero - agosto 2019 y eventos de indisponibilidad. Fuente: elaboración propia a partir de datos de Concentra y CNO Gas. ....	42
Figura 39. Distribución de mantenimientos por campo de producción y por porcentaje de restricción. Fuente: elaboración propia a partir de datos del CNO Gas. ....	43
Figura 40. Esquema sistema de transporte de gas natural en Colombia. Fuente: elaboración propia. ....	44
Figura 41. Distribución de mantenimientos por transportador y por porcentaje de restricción. Fuente: elaboración propia a partir de datos del CNO Gas. ....	45
Figura 42. Porcentaje de uso Ballena - Cogua. Fuente: elaboración propia a partir de datos de los agentes. ....	45

Figura 43. Porcentaje de uso Ballena - Medellín. Fuente: elaboración propia a partir de datos de los agentes.....	46
Figura 44. Porcentaje de uso Cusiana - Cogua. Fuente: elaboración propia a partir de datos de los agentes.....	46
Figura 45. Porcentaje de uso Cusiana - Medellín. Fuente: elaboración propia a partir de datos de los agentes.....	47
Figura 46. Porcentaje de uso Cusiana – Cali. Fuente: elaboración propia a partir de datos de los agentes.....	47
Figura 47. Porcentaje de uso Ballena – Cartagena. Fuente: elaboración propia a partir de datos de los agentes. ....	48
Figura 48. Porcentaje de uso Jobo – Cartagena. Fuente: elaboración propia a partir de datos de los agentes.....	48
Figura 49. Demanda de gas promedio mes por sector de consumo. Fuente: elaboración propia a partir de datos de Concentra. ....	49
Figura 50. Distribución de la demanda por sector de consumo. Fuente: elaboración propia a partir de datos de Concentra. ....	49
Figura 51. Evolución demanda GNVC. Fuente: elaboración propia a partir de datos de Concentra.	50
Figura 52. Precio promedio ponderado del mercado primario en firme por fuente. Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.....	51
Figura 53. Precio promedio contratos por sector de consumo en el mercado primario. Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.....	51
Figura 54. Curva de oferta agregada de contratos para el mercado primario, por tipo de contrato. Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas. ....	52
Figura 55. Evolución del HHI para mercados de generación de energía eléctrica. Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM. ....	54
Figura 56. Participación de los agentes en la capacidad instalada. Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM. ....	55
Figura 57. Participación de los agentes en la generación real. Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM. ....	56
Figura 58. Participación de los agentes en la energía firme. Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM. ....	56
Figura 59. Participación de los agentes en la fijación de precios. Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM. ....	57
Figura 60. Evolución de ofertas de precio para el portafolio de EMGESA. Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.....	58
Figura 61. Evolución de ofertas de precio para el portafolio de EPM. Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM. ....	59
Figura 62. Evolución de ofertas de precio para el portafolio de ISAGEN. Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.....	59
Figura 63. Evolución ofertas de precio para el portafolio de CHIVOR. Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM. ....	60
Figura 64. Evolución ofertas de precio para el portafolio de EPSA. Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM. ....	60
Figura 65. Ofertas de los generadores para el caso teórico 1. Fuente: elaboración propia.....	63

Figura 66. Ofertas de los generadores para el caso teórico 2. Fuente: elaboración propia.....	64
Figura 67. Ofertas de los generadores para el caso teórico 3. Fuente: elaboración propia.....	65
Figura 68. Ofertas de los generadores para el caso teórico 4. Fuente: elaboración propia.....	66
Figura 69. Ofertas de los generadores para el caso teórico 5. Fuente: elaboración propia.....	67
Figura 70. Comportamiento de la renta inframarginal del generador térmico para el caso real 1. Fuente: elaboración propia con datos de XM.....	69
Figura 71. Comparación de precio de oferta del generador térmico y el precio de bolsa para el caso real 1. Fuente: elaboración propia con datos de XM.....	70
Figura 72. Comportamiento de la renta inframarginal del generador hidroeléctrico para el caso real 2. Fuente: elaboración propia con datos de XM.....	70
Figura 73. Comparación de precio de oferta del generador hidroeléctrico y el precio de bolsa para el caso real 2. Fuente: elaboración propia con datos de XM.....	71
Figura 74. Comportamiento de la renta inframarginal con dos generadores hidroeléctricos para el caso real 3. Fuente: elaboración propia con datos de XM.....	72
Figura 75. Comparación de precio de oferta con dos generadores hidroeléctricos y el precio de bolsa para el caso real 3. Fuente: elaboración propia con datos de XM.....	73
Figura 76. Comportamiento de la renta inframarginal con tres generadores hidroeléctricos para el caso real 4. Fuente: elaboración propia con datos de XM.....	73
Figura 77. Comparación de precio de oferta con tres generadores hidroeléctricos y el precio de bolsa para el caso real 4. Fuente: elaboración propia con datos de XM.....	74
Figura 78. Banda de precios de oferta para los generadores hidroeléctricos analizados en el caso real 4. Fuente: elaboración propia con datos de XM.....	75
Figura 79. Comportamiento de la renta inframarginal con dos generadores hidroeléctricos de diferentes agentes para el caso real 5. Fuente: elaboración propia con datos de XM.....	75
Figura 80. Comparación de precio de oferta con dos generadores hidroeléctricos de diferentes agentes y el precio de bolsa para el caso real 5. Fuente: elaboración propia con datos de XM.....	76
Figura 81. Banda de precios de oferta para los generadores hidroeléctricos analizados en el caso real 5. Fuente: elaboración propia con datos de XM.....	77
Figura 82. IOR pivotal para el escenario de demanda mínima. Fuente: elaboración propia con datos de XM.....	79
Figura 83. IOR pivotal para el escenario de día promedio. Fuente: elaboración propia con datos de XM.....	80
Figura 84. IOR pivotal para el escenario de demanda máxima. Fuente: elaboración propia con datos de XM.....	80
Figura 85. IOR pivotal para el escenario de periodo crítico. Fuente: elaboración propia con datos de XM.....	81
Figura 86. IOR bipivotal para el escenario de demanda mínima. Fuente: elaboración propia con datos de XM.....	82
Figura 87. IOR bipivotal para el escenario de día promedio. Fuente: elaboración propia con datos de XM.....	82
Figura 88. IOR bipivotal para el escenario de demanda máxima. Fuente: elaboración propia con datos de XM.....	83
Figura 89. IOR bipivotal para el escenario de periodo crítico. Fuente: elaboración propia con datos de XM.....	83

Figura 90. Curva de oferta agregada de contratos para el mercado primario, por tipo de contrato. Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas. ....	85
Figura 91. Índice de paridad de precios de suministro nacionales vs importado enero-abril 2019. Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas y los agentes.....	86
Figura 92. Comparación de precios entre el sector térmico y el sector no térmico de los principales campos del país. Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.....	87
Figura 93. Participación de los productores en el total del volumen contratado. Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.....	88
Figura 94. Precio promedio ponderado gas importado y nacional declarado por los agentes del GT. Fuente: elaboración propia a partir de datos de los agentes. ....	90
Figura 95. Consumo de gas natural para generación. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM. ....	90
Figura 96. Evolución participación campos Costa sobre oferta total en la Costa Caribe. Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor de Mercado de Gas.....	91
Figura 97. Participación por fuente del gas nacional contratado. Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.....	92
Figura 98. Evolución precios promedio ponderado de gas para térmicas de la Costa. Fuente: elaboración propia a partir de datos de los agentes. ....	92
Figura 99. Precios promedio ponderado gas importado y nacional declarado frente al consumido. Fuente: elaboración propia a partir de datos de los agentes. ....	94
Figura 100. Precios promedio ponderado de transporte de gas en la Costa Caribe. Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM y de los agentes. ....	95
Figura 101. Tasa Representativa de Mercado (TRM). Fuente: elaboración propia a partir de datos del Banco de la República. ....	96
Figura 102. TRM vs costo de restricciones sin alivios. Fuente: elaboración propia a partir de información de XM y del Banco de la República.....	97
Figura 103. Heat Rate declarado por los agentes para el combustible gas natural. Fuente: elaboración propia a partir de datos del aplicativo PARATEC de XM.....	98
Figura 104. Heat Rate operativo para el combustible gas natural TEBSA. Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.....	99
Figura 105. Heat Rate operativo para el combustible gas natural TERMOCANDELARIA. Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM. ....	99
Figura 106. Heat Rate operativo para el combustible gas natural TERMOFLORES. Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM. ....	100
Figura 107. Precio de bolsa vs. componente de restricciones. Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM. ....	101
Figura 108. Remuneración Reconciliaciones Positivas TEBSA. Elaboración propia a partir de datos de XM. ....	102
Figura 109. Remuneración Reconciliaciones Positivas Termoflores. Elaboración propia a partir de datos de XM. ....	102
Figura 110. Remuneración Reconciliaciones Positivas Termocandelaria. Elaboración propia a partir de datos de XM. ....	103

# Lista de tablas

Tabla 1. Participación de cada recurso en la generación durante el periodo de análisis. ....	15
Tabla 2. Distribución de los contratos con destino al mercado regulado según el plazo. ....	31
Tabla 3. Contratos de agentes comercializadores suscritos con ellos mismos. ....	32
Tabla 4. Datos mercado no regulado. ....	36
Tabla 5. Plazo contratos mercado no regulado. ....	37
Tabla 6. Compra y venta de contratos en el mercado no regulado para el periodo enero-agosto 2019. ....	37
Tabla 7. Rangos de concentración de un mercado según el índice HHI. ....	54
Tabla 8. Estadísticas descriptivas ofertas EMGESA en \$/kWh. ....	61
Tabla 9. Estadísticas descriptivas ofertas EPM en \$/kWh. ....	61
Tabla 10. Estadísticas descriptivas ofertas ISAGEN en \$/kWh. ....	62
Tabla 11. Estadísticas descriptivas ofertas CHIVOR en \$/kWh. ....	62
Tabla 12. Estadísticas descriptivas ofertas EPSA en \$/kWh. ....	62
Tabla 13. Estadísticas descriptivas de cada generador y la combinación en el caso 1. ....	64
Tabla 14. Estadísticas descriptivas de cada generador y la combinación en el caso 2. ....	64
Tabla 15. Estadísticas descriptivas de cada generador y la combinación en el caso 3. ....	65
Tabla 16. Estadísticas descriptivas de cada generador y la combinación en el caso 4. ....	67
Tabla 17. Estadísticas descriptivas de cada generador y la combinación en el caso 5. ....	68
Tabla 18. Estadísticas descriptivas de la renta inframarginal del generador térmico para el caso real 1. ....	69
Tabla 19. Estadísticas descriptivas de la renta inframarginal del generador hidroeléctrico para el caso real 2. ....	71
Tabla 20. Estadísticas descriptivas de la renta inframarginal con dos generadores hidroeléctricos para el caso real 3. ....	72
Tabla 21. Estadísticas descriptivas de la renta inframarginal con tres generadores hidroeléctricos para el caso real 4. ....	74
Tabla 22. Estadísticas descriptivas de la renta inframarginal con dos generadores hidroeléctricos de diferentes agentes para el caso real 5. ....	76
Tabla 23. Composición fuentes de suministro de gas nacional para la Costa Caribe. ....	91
Tabla 24. Variación porcentual de la TRM promedio respecto al año anterior. ....	96
Tabla 25. Variaciones de precio de bolsa y componentes de restricciones. ....	101

# 1. Introducción

## 1.1. Antecedentes – Contexto

A partir de las reformas de los sistemas eléctricos de principios de los años 90 se identificó la necesidad de contar con procesos prospectivos de monitoreo y seguimiento de los mercados basados en ofertas de precios, con el fin de resolver la permanente amenaza de ejercicio indebido de poder de mercado o de manipulaciones impropias por parte de los agentes que participan en ellos. El monitoreo y seguimiento de estos mercados es una práctica común en la mayoría de los mercados eléctricos del mundo, inclusive en mercados considerados bastante competitivos como PJM, Alberta, Nord Pool o California para citar solo algunos ejemplos. Normalmente, los procesos de monitoreo se basan en indicadores de desempeño del mercado y en la publicación de la información relevante del desempeño.

En cuanto a los mercados de gas natural, el estado de madurez de los esquemas es incipiente, y la estructura y arquitectura de dichos mercados tienen características muy diferentes a las del mercado eléctrico, que pueden limitar la competencia. Los limitantes a la competencia se originan desde la barrera de entrada que supone el alto nivel de inversiones requeridas para las actividades de exploración y producción que reduce el número de agentes del mercado, la relación con la extracción del petróleo, las limitaciones físicas de la oferta de gas natural y de la red de transporte. Esto, además de una comercialización basada en contratos bilaterales libremente negociados entre agentes, asimetría en la información, entre otros factores.

Para los mercados de gas, si bien es importante realizar un seguimiento tanto a la estructura, la conducta y el desempeño del mercado, la experiencia internacional muestra que se realiza un monitoreo más pasivo, orientado a garantizar que la oferta sea suficiente para abastecer la demanda de los diferentes tipos de usuarios, la regulación en las operaciones del mercado, el acceso al sistema, las conexiones de red y la fijación de precios.

El ejercicio indebido de poder de mercado se puede mitigar si se actúa bien sobre la estructura del mercado (especialmente en cuanto a los límites de propiedad y/o control) o sobre la arquitectura, regulando el funcionamiento de los mercados de corto y largo plazo. Igualmente, se pueden establecer indicadores que permitan identificar conductas asociadas al ejercicio real del poder de mercado de los agentes.

El monitoreo del mercado debe ser permanente incluyendo mecanismos de seguimiento ex ante y ex post (información, modelos y herramientas), para detectar conductas no apropiadas, cuyo resultado debe apuntar a mejorar la estructura y arquitectura del mercado a través de modificaciones a las regulaciones y normativas y, eventualmente, incluir medidas que permitan corregir la conducta de los agentes, limitando el ejercicio indebido de poder de mercado. En todo caso, para que el monitoreo y seguimiento del mercado sea eficaz se requiere que esté acompañado de una regulación y normativa adecuada.

## 1.2. Monitoreo de mercados de energía en Colombia

En el caso del Mercado de Energía Mayorista (MEM), la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) ha realizado actividades puntuales y parciales tendientes al control de acciones u ofertas indebidas por parte de los agentes. Hasta finales del 2016 funcionó el Comité de Seguimiento al Mercado de Energía Mayorista (CSMEM), conformado en el 2006 con el objetivo de realizar el monitoreo del mercado eléctrico colombiano para brindar señales oportunas a los entes de vigilancia, regulación y control y a los agentes del mercado para garantizar la eficiencia del mismo; el CSMEM publicó un total de 110 informes periódicos, la última publicación fue realizada en octubre de 2016.

En el año 2017 la SSPD publicó la metodología del sistema de monitoreo y evaluación de obligaciones de energía en firme (SIMEO), este sistema cuenta con unos indicadores que permiten hacer seguimiento a las condiciones técnicas y financieras de las empresas que asumieron Obligaciones de Energía Firme (OEF) en el mecanismo del cargo por confiabilidad.

La CREG ha tomado medidas regulatorias específicas de intervención de precios ante situaciones inconvenientes de mercado luego de períodos sostenidos de altos precios (i.e. la Resolución 34/2001) y el CND/ASIC prepara informes periódicos sobre la evolución del mercado y efectúa un planeamiento operativo indicativo teórico que no permite obtener parámetros apropiados para el seguimiento de su desempeño. En ninguna de estas instancias se evalúa sistemáticamente el comportamiento de sus agentes.

La Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) en su papel de autoridad nacional de protección de la competencia reconoce que su tarea de velar por el buen funcionamiento de los mercados nacionales no solo se concreta en el ejercicio de la función como autoridad de policía administrativa, sino que comprende un ámbito preventivo como es la función de promoción de la competencia. Para ello, en febrero de 2016, la SIC en ejercicio de sus funciones presentó una herramienta para monitorear el mercado eléctrico e incentivar a los generadores a rivalizar entre sí para adoptar mejoras prácticas comerciales. La idea de la herramienta era impulsar la sana competencia entre los generadores eléctricos, antes de que se acuda a medidas sancionatorias, buscando que los agentes del mercado se comprometan con las mejores prácticas en materia de la libre competencia. La herramienta pretendía monitorear el comportamiento de los generadores eléctricos en el mercado de energía mayorista en tres escenarios: i) contratos bilaterales; ii) bolsa de energía; y iii) reconciliaciones positivas, los cuales se reúnen finalmente en un único indicador de desempeño global de los agentes en el mercado. El fin último de la herramienta era incentivar a los generadores a mitigar los comportamientos estratégicos que distorsionan el normal funcionamiento del mercado. Para el caso de gas natural no se conoce si esta entidad ha realizado monitoreo periódico.

## 1.3. ¿Qué es la UMMEG?

La Unidad de Monitoreo de los Mercados de Electricidad y Gas (UMMEG) es una unidad especial de la Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible, encargada del seguimiento y monitoreo de los mercados mayoristas de electricidad y gas, a partir de la información disponible de los agentes de los mercados, utilizando herramientas tecnológicas eficaces que permiten establecer procesos prospectivos de monitoreo y publicar información con indicadores de

desempeño de los mercados para, de esta forma, prevenir y mitigar el ejercicio indebido de poder de mercado y contribuir con su funcionamiento eficiente y la mejora continua de estos mercados.

### **1.3.1. Objetivos de la UMMEG**

- Desarrollar metodologías para el seguimiento y monitoreo de los mercados mayoristas de electricidad y gas natural
- Establecer procesos prospectivos de monitoreo basado en indicadores de desempeño de los mercados de electricidad y gas natural.
- Publicar información periódica sobre el desempeño de los mercados de electricidad y gas natural.
- Recopilar evidencias para iniciar investigaciones administrativas orientadas a demostrar posibles infracciones regulatorias.

### **1.3.2. Actividades de la UMMEG**

- Implementar metodologías para el seguimiento y monitoreo de los mercados mayoristas de electricidad y gas natural
- Construir bases de datos que faciliten la labor de seguimiento y monitoreo de los mercados mayoristas de electricidad y gas natural.
- Realizar seguimiento permanente a las variables de los mercados de electricidad y gas natural.
- Construir y presentar indicadores que permitan dar señales sobre el comportamiento de los agentes que participan en los mercados de electricidad y gas natural
- Presentar informes periódicos a las demás áreas de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y al público en general sobre el seguimiento y monitoreo realizado a los mercados mayoristas de electricidad y gas natural.
- Sustener reuniones periódicas con los operadores de los mercados de electricidad y gas natural para analizar, entre otras, variables, comportamientos específicos los agentes y eventos particulares ocurridos en los mercados.
- Realizar recomendaciones a las demás áreas de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, y a otras entidades como la CREG y la SIC, sobre aspectos a corregir identificados a partir del seguimiento y monitoreo de los mercados mayoristas de electricidad y gas natural.

## **1.4. Objetivos y alcance del informe semestral**

Este informe presenta el seguimiento a las principales variables del mercado de electricidad, enfocándose en esta ocasión en el mercado de corto plazo y de contratos<sup>1</sup>, y el mercado de gas natural, durante el periodo comprendido entre el 1° de enero y el 31 de agosto de 2019, así como algunos de los hechos más relevantes relacionados con dichos mercados. Posteriormente se hace un análisis detallado y se presenta una serie de indicadores de desempeño de cada mercado.

---

<sup>1</sup> En informes posteriores se harán análisis detallados sobre los servicios complementarios y el cargo por confiabilidad.

Finalmente, se dedica una sección del informe para una revisión exhaustiva del tema de costo de restricciones en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), que ha suscitado gran interés por parte de los agentes tanto en el sector eléctrico como en el de gas natural durante el último año.

## 2. Seguimiento a variables de mercado

En esta sección se presenta el seguimiento a las principales variables de los mercados de energía eléctrica (corto plazo y contratos) y gas natural para el periodo comprendido entre el 1° de enero y el 31 de agosto 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 servirán 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

El mercado eléctrico colombiano tiene algunas características particulares que conviene señalar: es un mercado con una alta componente de plantas de generación hidráulicas y con plantas térmicas que utilizan diferentes tecnologías y recursos; la presencia de plantas con capacidad de embalsamiento dificulta la estimación de costos marginales de referencia; la ausencia de obligaciones de contratación a largo plazo hace más susceptible al mercado de corto plazo al ejercicio de poder de mercado, aspecto que se espera cambie con los mecanismos de contratación que se vienen desarrollando por diferentes agentes del mercado; las obligaciones de energía firme surgidas del cargo por confiabilidad pueden restringir la oferta de contratos bilaterales, y se presentan casos de discriminación de precios en estos contratos derivados de la percepción de riesgo de crédito; el diseño del mercado de contratos, diferente para el mercado regulado y para el mercado no regulado, sugiere que se puedan hacer diferenciaciones no deseadas en los contratos bilaterales; la integración vertical o la relación de control entre algunas empresas potencializaría el ejercicio indebido de poder de mercado, aun en el mercado de contratos; la ausencia de un mercado de futuros organizado dificulta tener mayor profundidad y liquidez de mercado y potencia el ejercicio indebido de poder de mercado en la bolsa; la información sobre ofertas en la bolsa no es pública antes de un mes de haberse emitido, lo que además de darle opacidad al mercado, podría facilitar el ejercicio indebido del poder de mercado.

Con estas consideraciones, a continuación, se revisan las principales variables del mercado eléctrico (corto plazo y contratos), 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<sup>2</sup>. La participación porcentual de cada uno de los recursos se muestra en la Tabla 1. Con el recurso hídrico se generó un poco menos del 80% de la energía en el periodo, mientras que los recursos fósiles participaron con un 19,28% y los recursos renovables no convencionales aportaron el restante 1,3%.

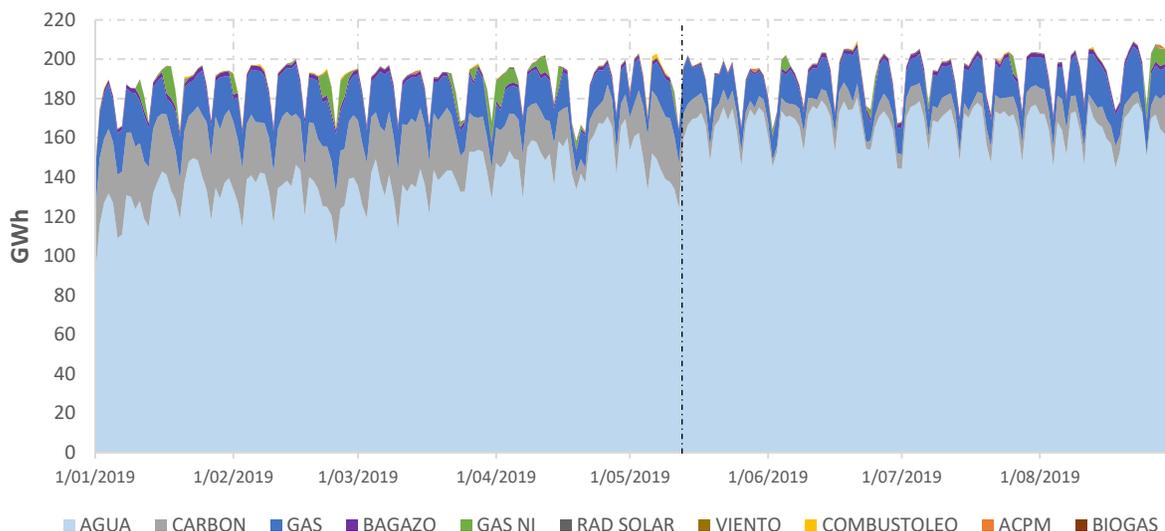


Figura 1. Generación diaria por tipo de recurso. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

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

Tipo de recurso	Generación (GWh)	Porcentaje de participación (%)
Agua	36.778,80	79,43
Carbón	4.322,37	9,34
Gas natural	4.235,69	9,15
Bagazo	463,45	1,00
Gas natural importado	331,77	0,72
Solar	82,01	0,18
Viento	50,01	0,11
Combustóleo	29,04	0,06
ACPM	6,84	0,01
Biogás	0,85	0,00
Total	46.300,83	100%

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Un aspecto a resaltar es la reducción en la generación con recursos fósiles, especialmente carbón, a partir de mediados del mes de mayo, que fue sustituida principalmente con generación hidroeléctrica; la participación porcentual del recurso agua y el recurso carbón para el periodo comprendido entre el 1° de enero y el 12 de mayo de 2019 (punto señalado en la Figura 1 con línea punteada), corresponde a 73,8% y 13,7%, respectivamente, mientras que para el periodo

<sup>2</sup> La información de generación por tipo de combustible fue tomada de Portal BI de XM. Se aclara que esta información está en proceso de revisión por parte de XM.

comprendido entre el 13 de mayo y el 31 de agosto la participación fue de 85,9% y 4,3% respectivamente. Este comportamiento puede tener su origen en diferentes factores, como eventos asociados a plantas hidroeléctricas, específicamente San Carlos y Chivor, que el 12 de mayo de 2019 retomaron su operación normal luego de salida de algunas de sus unidades, y la coincidencia, en este caso, con un cambio de tendencia en el nivel del embalse agregado, como se muestra más adelante (Figura 3 y Figura 4).

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 a partir de mediados del mes de mayo, principalmente carbón y gas natural, este último pasando de un poco más de 11% (entre gas nacional e importado) en la primera parte del periodo, a algo más de 8% en la segunda.

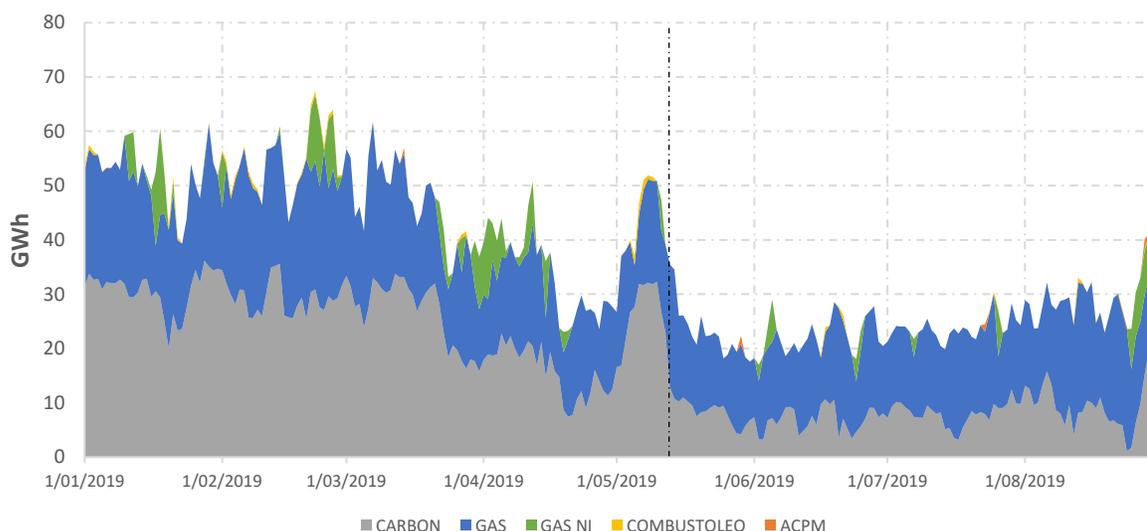


Figura 2. Generación diaria con recursos fósiles. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

### 2.1.2. Oferta - Nivel de embalses

Las Figuras Figura 3 y Figura 4 muestran el comportamiento del embalse agregado, a partir de la evolución del volumen útil diario<sup>3</sup>, tanto en porcentaje como en energía, respectivamente; los datos se muestran de manera diaria para el periodo de análisis y se comparan contra el comportamiento de la misma variable en otros años de referencia relevantes (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 los meses de enero a mayo de 2019 se observa un comportamiento decreciente, con niveles ligeramente inferiores a los de los años de referencia, cayendo de 70% hasta casi 40%, mientras que para los meses de mayo a agosto la tendencia cambia y se vuelve creciente, con niveles ligeramente superiores a los de años como 2015 y 2009, llegando hasta casi 75%, con tendencia a acercarse hacia los niveles presentados en dichos años (poco menores a 70%), que históricamente han sido de bajos volúmenes útiles de los embalses. En energía (Figura 4), el comportamiento es muy similar, solo con niveles un poco superiores para los meses de mayo a agosto, llegando hasta casi 13.000 GWh.

<sup>3</sup> Volumen útil diario: Volumen almacenado en el embalse por encima del Nivel Mínimo Técnico.

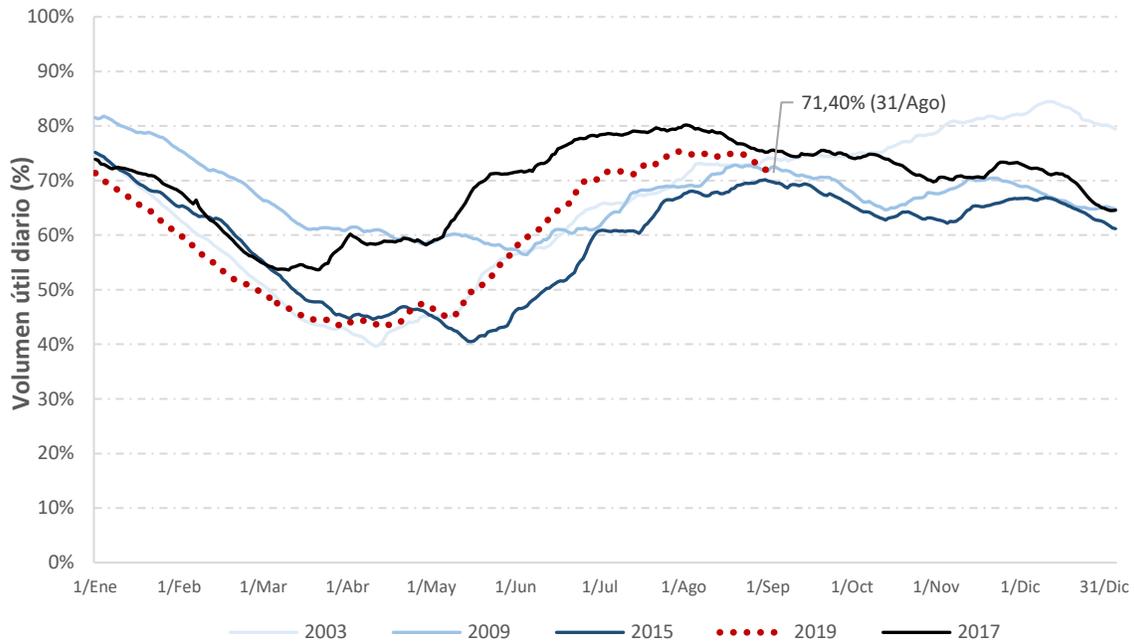


Figura 3. Volumen útil diario del embalse agregado en porcentaje. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

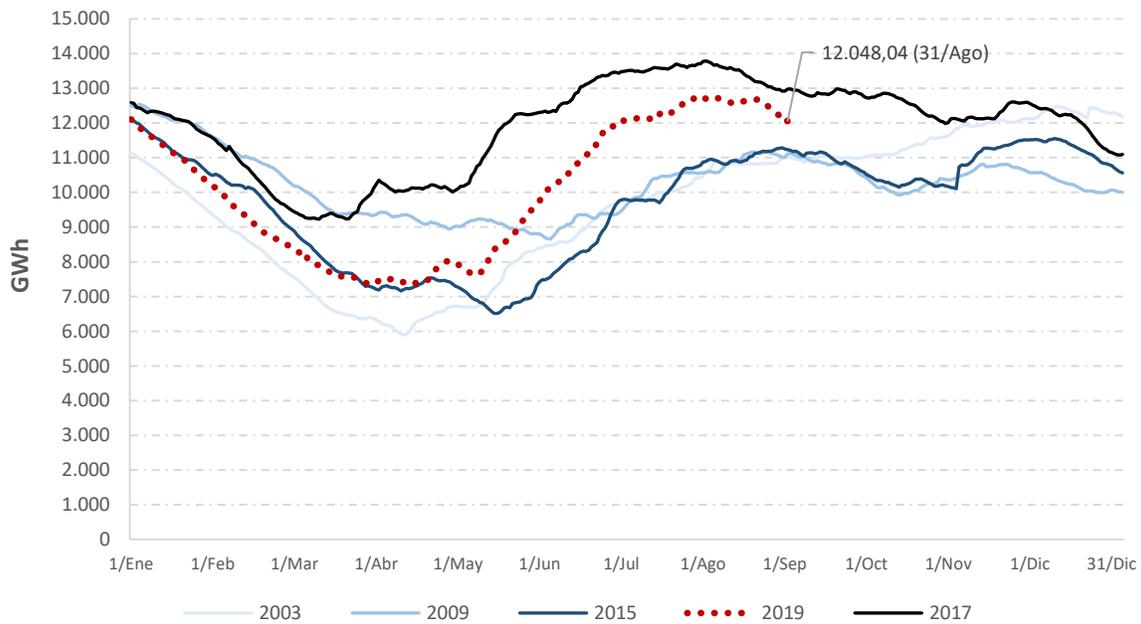


Figura 4. Volumen útil diario del embalse agregado en energía. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

### 2.1.3. Indicadores sobre fenómeno del Niño

Los dos indicadores más utilizados para monitorear los periodos de Niño o Niña son el Oceanic Niño Index<sup>4</sup> (ONI) y el Multivariate ENSO Index<sup>5</sup> (MEI), y su evolución durante el periodo de análisis se presenta en la Figura 5 y Figura 6, respectivamente, comparándolos contra el comportamiento de

<sup>4</sup> [https://origin.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis\\_monitoring/ensostuff/ONI\\_v5.php](https://origin.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/ensostuff/ONI_v5.php).

<sup>5</sup> <https://www.esrl.noaa.gov/psd/enso/mei/>.

cada índice en otros años de referencia relevantes (2003, 2009, 2014 y 2015). En las figuras se puede observar que, salvo algunos meses del primer trimestre del año, los indicadores se encuentran en situación de neutralidad frente a la ocurrencia de un fenómeno del Niño. Para el mes de agosto de 2019 los índices son ONI=0,1 y MEI=0,3.

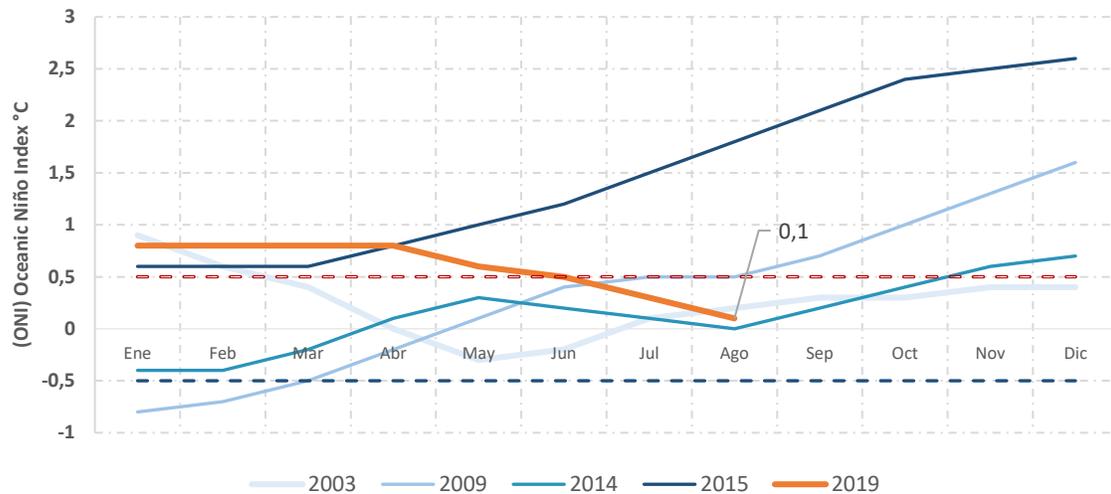


Figura 5. Comportamiento del ONI en 2019 y otros años de referencia. Fuente: elaboración propia con datos de la NOAA.



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 tanto en las plantas de generación como en los activos de la red de transmisión para el periodo de análisis. Las indisponibilidades pueden causar que la operación del sistema se vea afectada, ya sea porque plantas usualmente despachadas por mérito no estén disponibles y se generan mayores precios en

el mercado, o porque las restricciones operativas del sistema aumentan los costos por generaciones de seguridad.

### 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. En este sentido, las indisponibilidades no intencionales siguen una distribución de probabilidad. La Figura 7 muestra la media y la desviación estándar de la duración de los eventos de indisponibilidad en plantas de generación, para el periodo 2016 – 2019. Se puede apreciar que la mayor media de duración de una indisponibilidad se presenta en el año 2016, año que se caracterizó por el fuerte fenómeno del Niño, lo que forzó la operación en régimen permanente y a plena carga durante varios meses del parque térmico nacional, junto con eventos como el ocurrido con la planta Guatapé. Así mismo, ese año presentó la mayor desviación de duración, es decir, cerca del 70% de indisponibilidades duraron 242 horas o menos. En el año 2017 se presentó la menor media y la menor desviación de duración de eventos del periodo analizado, con cerca del 70% de las indisponibilidades con un máximo de 183,35 horas. Para el año 2018 estas estadísticas aumentaron, pero en lo que va corrido del año 2019 se han vuelto a reducir, llegando a una media de 35,1 horas con una desviación estándar de 163,64 horas.

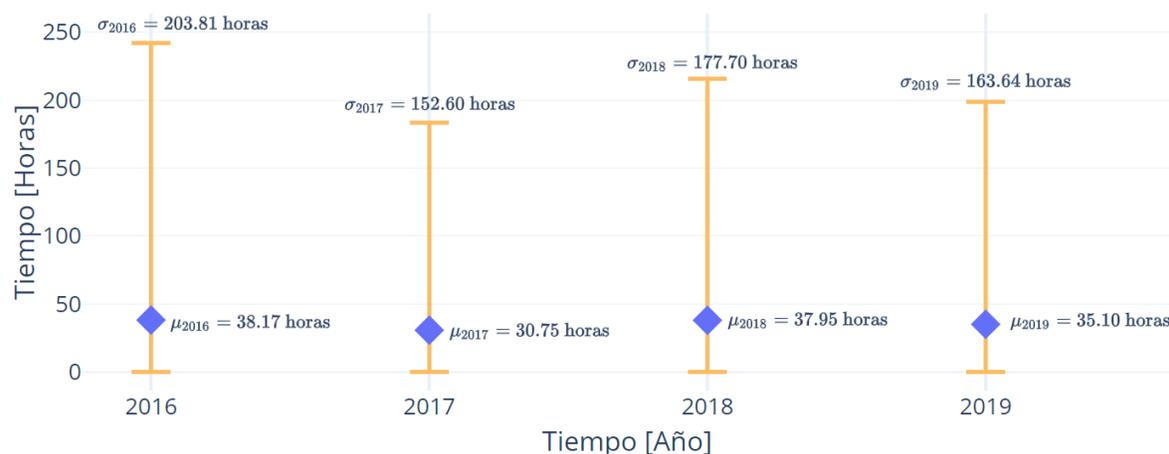


Figura 7. Media y desviación estándar de la duración de un evento de indisponibilidad en plantas de generación. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

La Figura 8 muestra la dispersión en duración media y frecuencia de eventos de indisponibilidad en plantas de generación para el periodo de análisis. Se señalan 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 en general. 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.

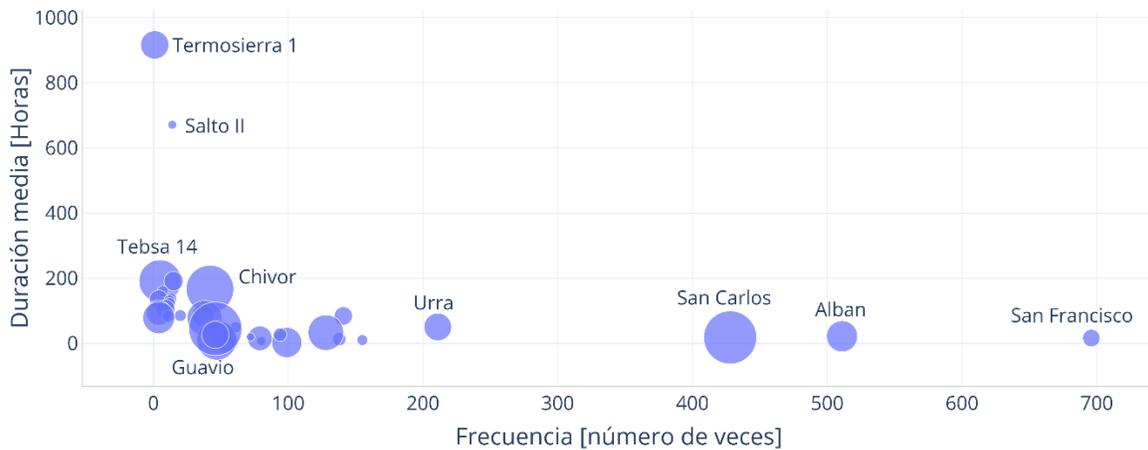


Figura 8. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas de generación en 2019. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

Con el fin de hacer un análisis más detallado, a continuación, se presentan las mismas figuras separando las plantas hidroeléctricas y las plantas térmicas. La Figura 9 presenta la duración media y la frecuencia de indisponibilidades en plantas hidroeléctricas para el periodo de análisis. Nuevamente, se recalca que el tamaño de la circunferencia está asociado con la capacidad instalada. 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 Salto II, seguida por Chivor (debido principalmente a mantenimientos programados), planta importante para la operación del sistema en la región centro-oriente. La gran mayoría de las plantas se encuentran en la esquina inferior izquierda, con valores de duración media de indisponibilidades inferiores a 200 horas y cantidad de indisponibilidades cercana o inferior a 200 veces.

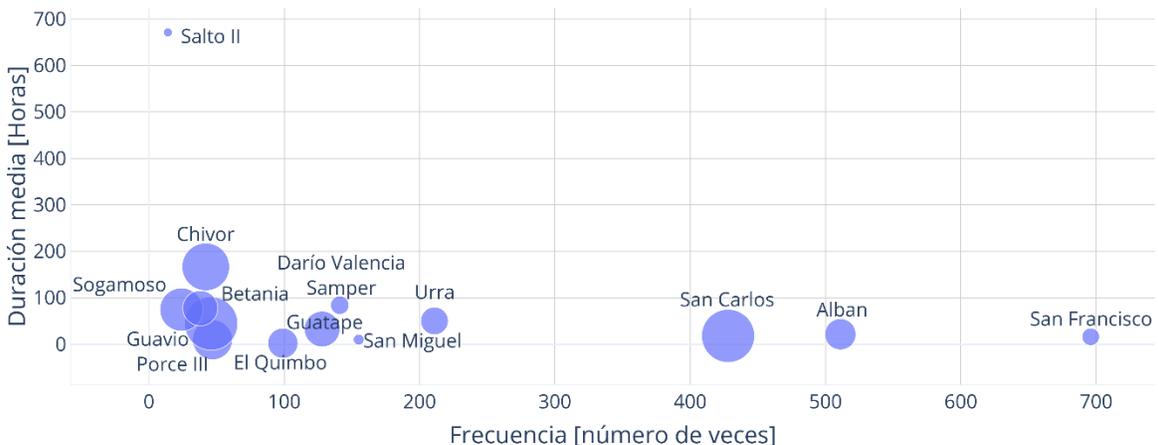


Figura 9. Duración media y frecuencia de indisponibilidades en plantas de generación hidroeléctrica en 2019. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

Por otro lado, la Figura 10 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 20 veces, siendo Paipa 1 y las Guajiras las que presentan los mayores valores), y una duración media de las

indisponibilidades similar (la mayoría de plantas presenta duraciones de indisponibilidad inferior a 200 horas, con Termosierra con el mayor valor).

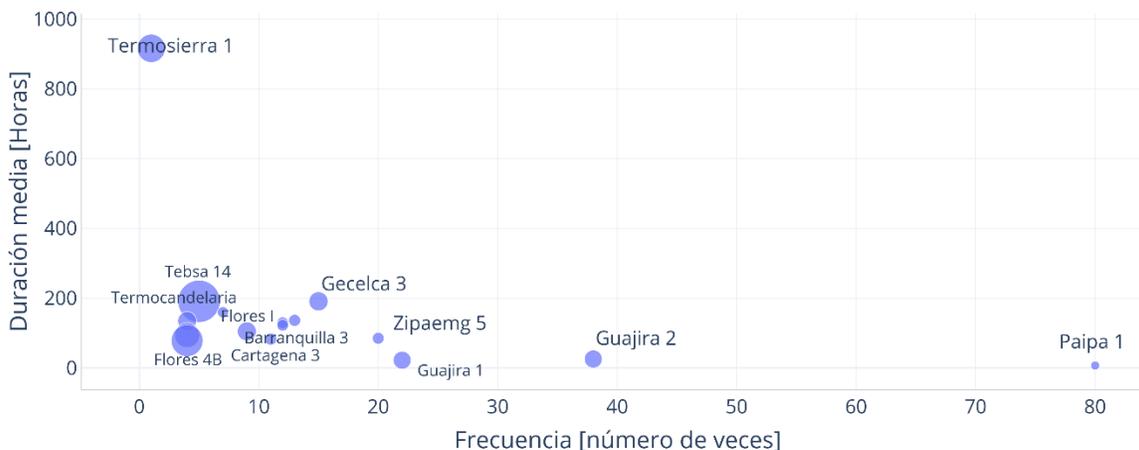


Figura 10. Duración media y frecuencia de indisponibilidades en plantas de generación térmica en 2019. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

#### 2.1.4.2. Indisponibilidad de infraestructura de transmisión

Además de la indisponibilidad en las plantas de generación, 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 muestra 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 11 y Figura 12 muestran la media y la desviación estándar de las horas de indisponibilidad y las horas compensadas, respectivamente. El año 2016 es el que presenta la mayor media y desviación estándar de indisponibilidad de los activos de transmisión (lo que coincide con los datos históricos de indisponibilidad de plantas de generación (Figura 7). En contraste, para el periodo de análisis de este informe, se presentan las menores estadísticas de media y desviación estándar de los índices de indisponibilidad con 4,83 horas y 13,45 horas, respectivamente, esto es, cerca del 70% de los activos tienen una indisponibilidad menor a 18,28 horas al año (Figura 11). Para este mismo periodo, en promedio se compensan 2 horas por activo al año, con una desviación estándar de 11,81 horas (Figura 12).



Figura 11. Media y desviación estándar de las horas de indisponibilidad en los activos de transmisión. Fuente: elaboración propia con datos de XM.



Figura 12. Media y desviación estándar de las horas compensadas por la indisponibilidad en los activos de transmisión.  
Fuente: elaboración propia con datos de XM.

Las Figuras Figura 13 a Figura 15 presentan el análisis detallado de la indisponibilidad de activos en el periodo de análisis. La Figura 13 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 30% de los activos tienen una indisponibilidad entre 0 y 5 horas, el 29% entre 5 y 10 horas, y el 17% entre 10 y 15 horas. Las demás franjas de indisponibilidad no superan el 5% del total de activos. En cuanto a probabilidad acumulada, se observa que el 76% de los activos no superan las 15 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 14. Se aprecia que el activo con más horas de indisponibilidad corresponde a Tebsa Campo 8600 220kV con 196 HID y 193 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.

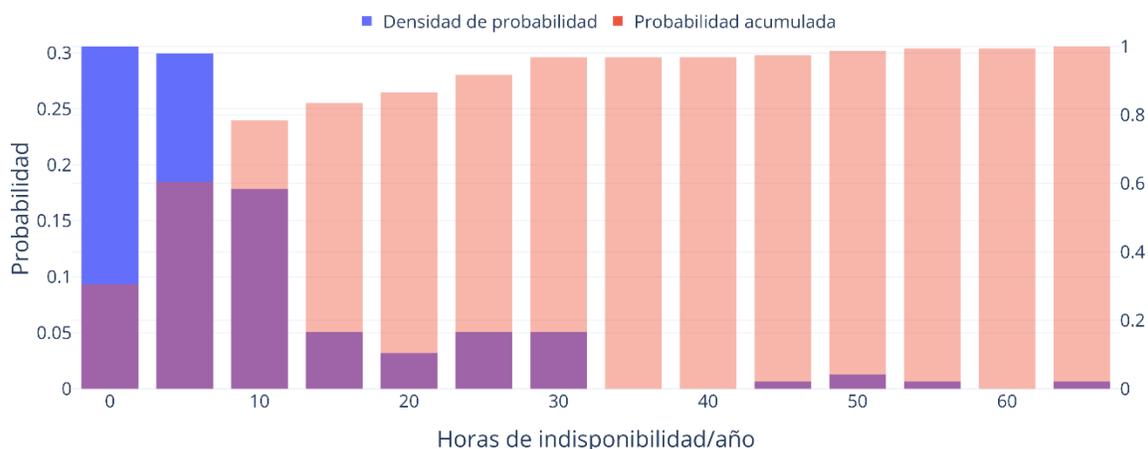


Figura 13. Densidad de probabilidad y probabilidad acumulada de las horas de indisponibilidad por activo de transmisión.  
Fuente: elaboración propia con datos de XM.

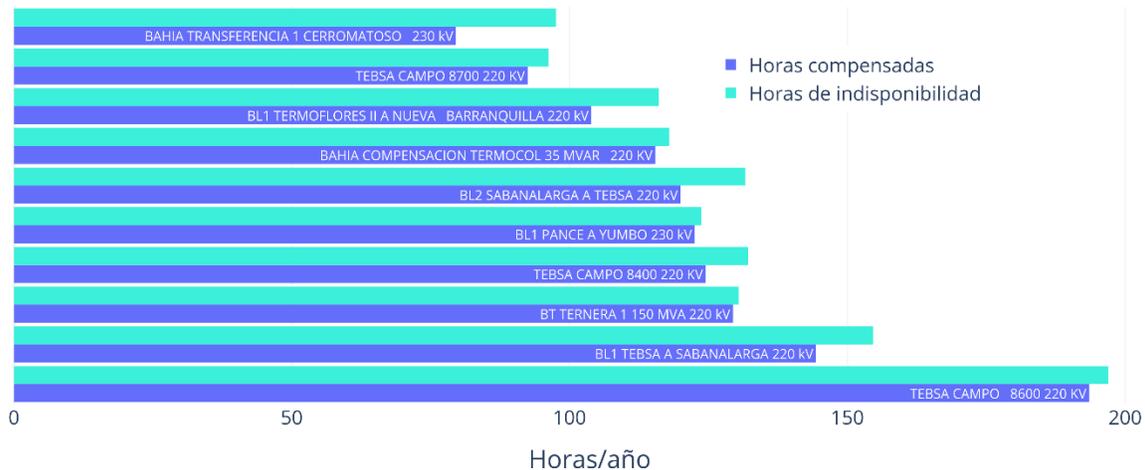


Figura 14. Activos de transmisión con más horas de indisponibilidad en 2019. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

Finalmente, la Figura 15 muestra la demanda no atendida (DNA) versus la duración de algunos los eventos de indisponibilidad más representativos en el año 2019. Los datos muestran que un mantenimiento programado en Copey 230kV con una duración aproximada de 14 horas ocasionó que más de 1 GWh de energía no fuera atendido. En esta Figura también se incluyen activos de los STR a nivel de 110kV y de SDL a nivel de 13.8kV; estos activos se incluyen debido a la alta DNA que ocasionaron. Por ejemplo, trabajos en el banco de transformación de Cordialidad 2 tuvo como resultado que alrededor de 750 MWh no fueran atendidos. El activo que tuvo mayor duración (casi 24 horas) con fuerte impacto en la DNA fue la indisponibilidad del transformador de Libertador 1 a nivel de 110kV. Los eventos descritos han tenido un fuerte impacto en lo que va corrido del año, y también se presentan en su mayoría en la región de la Costa.

El análisis mostrado en esta sección sirve para dar señales en cuanto al estado operativo del sistema eléctrico y de sus componentes, así como su posible impacto en el funcionamiento del mismo.



Figura 15. Demanda no atendida y duración de eventos de indisponibilidad en el año 2019. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

## 2.1.5. Demanda

En la Figura 16 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), que en línea continua presentan las proyecciones publicadas en el mes de febrero, y en línea punteada la actualización del mes de julio de 2019. Se observa que la demanda se mantuvo muy cercana al escenario medio de la proyección UPME hasta el mes de junio, a partir del cual creció significativamente, incluso por encima del escenario alto de la proyección de febrero.

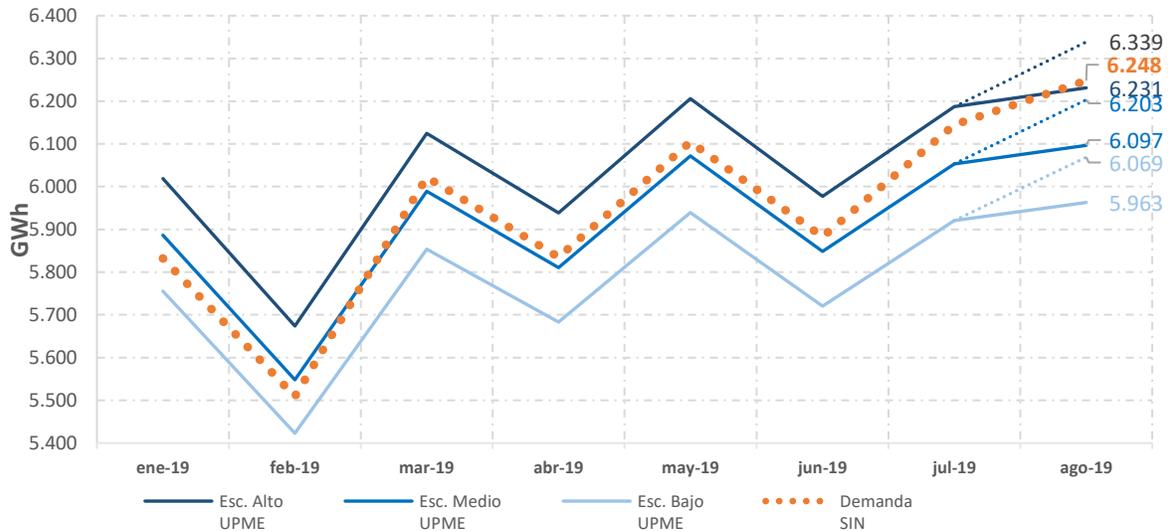


Figura 16. Demanda de energía mensual 2019 y escenarios de proyección de la UPME. Fuente: elaboración propia con datos de XM y UPME.

Sobre el mapa de la Figura 17 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 los incrementos(decrementos) con respecto al año 2018, y finalmente, la demanda no atendida (DNA) promedio mensual por región<sup>6</sup>.

Las mayores participaciones en la demanda total corresponden a las regiones Caribe (26,16%), Centro (25,51%) y Antioquia (14, 35%); mientras que las que más crecen con respecto al año anterior son Oriente (7,9%) y Caribe (5,1%), siendo estas mismas las que presentan los mayores niveles de DNA, con 0,44 y 3,26 GWh-mes en promedio, respectivamente.

<sup>6</sup> Tomada de: <http://eventos.xm.com.co/eventos/SitePages/demanda.aspx>.

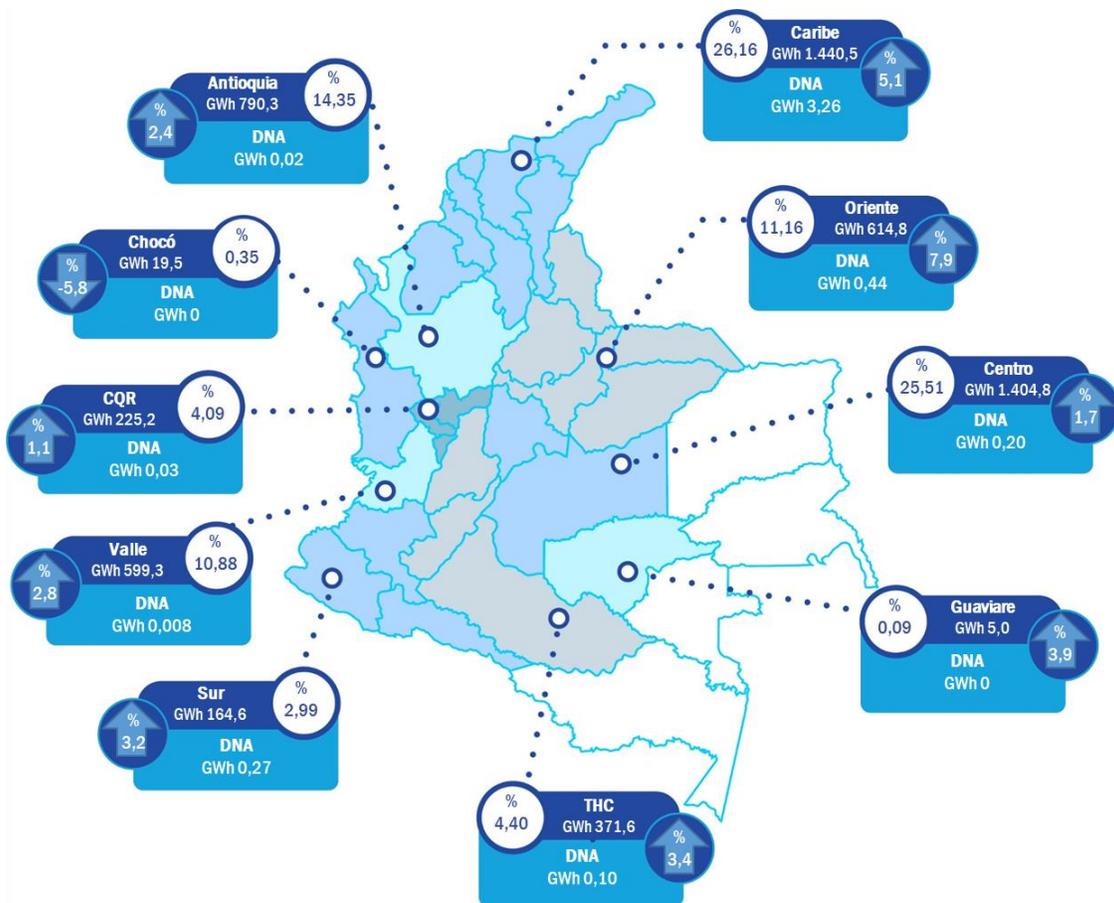


Figura 17. Demanda promedio mensual por región, participación sobre el total y crecimiento con respecto al 2018, y demanda no atendida promedio mensual por región. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

En cuanto a la contratación de la demanda, la Figura 18 muestra la evolución del porcentaje de contratación de la demanda regulada y no regulada para el periodo 2019-2023<sup>7</sup>. 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 20% para finales de 2022 en adelante, 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 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 2023.

<sup>7</sup> 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>.

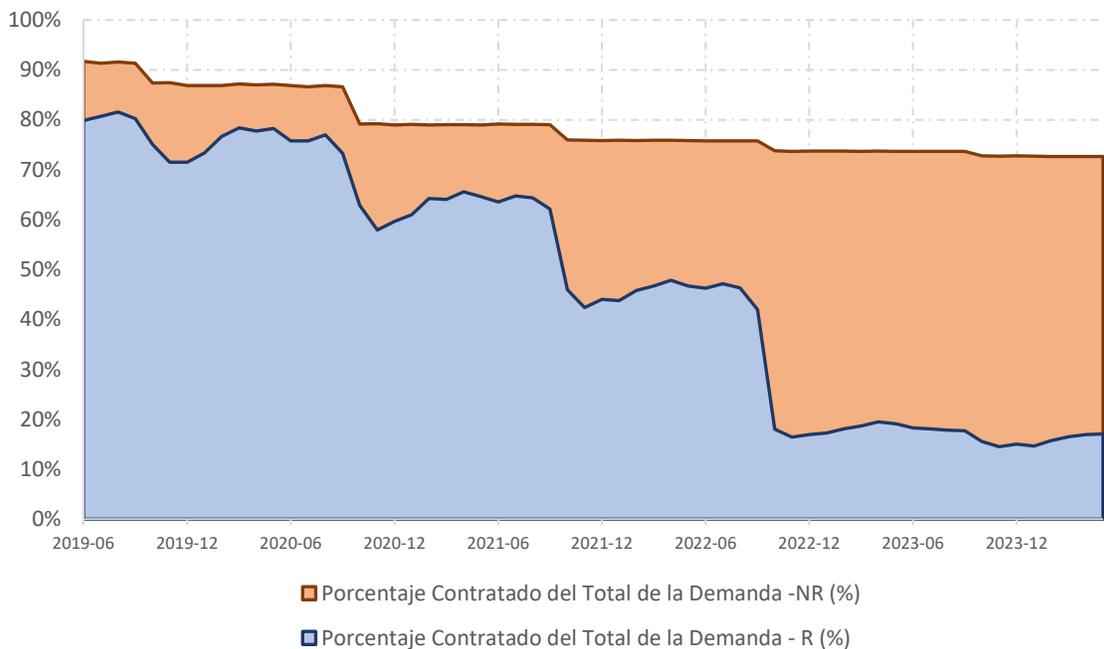


Figura 18. Porcentaje de contratación de la demanda para el periodo 2019-2023. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

### 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, entre otros.

Como se observa en la Figura 19, el precio promedio diario de bolsa tuvo un valor máximo de 378,22 \$/kWh en el mes de febrero y un valor mínimo de 81,72 \$/kWh en el mes de junio, y el promedio para el periodo de análisis fue de 198,67 \$/kWh; el precio cerró en 192,94 \$/kWh el 31 de agosto. En la Figura 19 también se resaltan algunos hitos o eventos a tener en cuenta en el comportamiento de los precios de bolsa en el periodo de análisis, y que se muestran en más detalle en las Figuras Figura 20 a Figura 22:

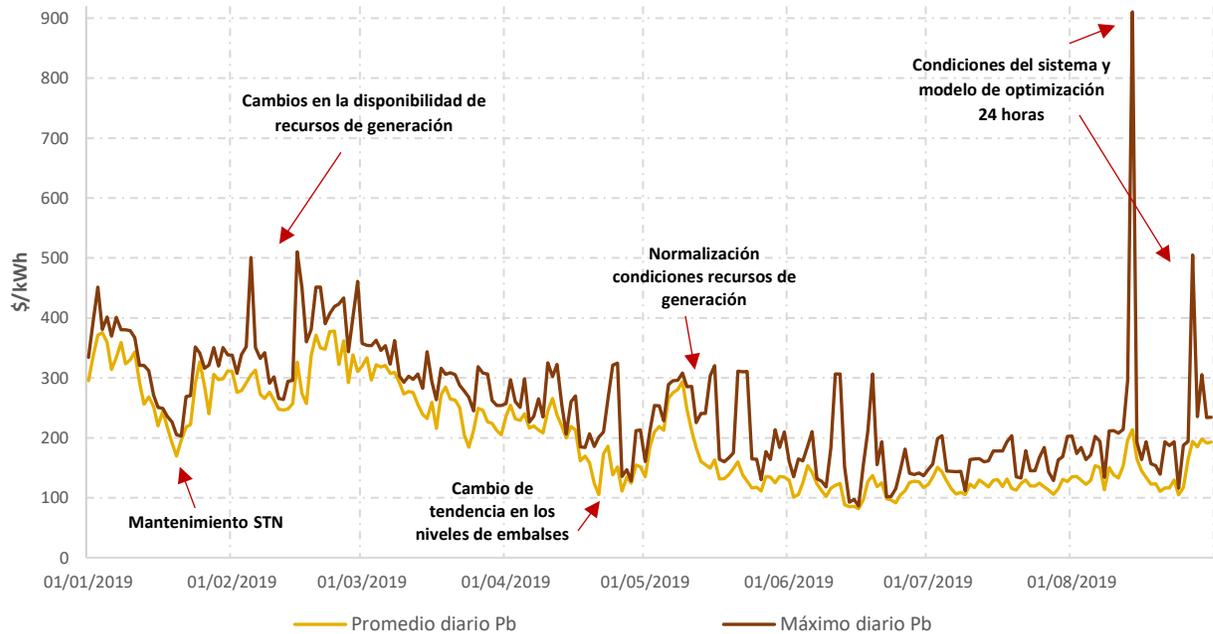


Figura 19. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) e hitos durante periodo de análisis. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

- Durante el mes de enero el precio de bolsa tuvo una disminución significativa con respecto a los niveles al cierre del año 2018, pasando de valores promedio cercanos a 400 \$/kWh a valores promedio cercanos a 285 \$/kWh.
- Desde finales de febrero hasta inicios de mayo se presentó una disminución gradual del Pb, que se aceleró en la segunda mitad de abril, junto con un pequeño repunte en los niveles de embalse (Figura 20), seguido por un incremento del Pb a inicios de mayo con una disminución leve en el nivel de embalses, para luego estabilizarse en valores cercanos a 150 \$/kWh hasta finales del mes de agosto. Al final del periodo se observó un repunte de los precios, junto con una disminución del nivel de embalses, que se situaron en valores similares a los de principio de año, cercanos al 70%.
- El comportamiento del Pb durante el periodo de análisis, como es de esperarse, tiene una marcada correlación negativa con el comportamiento del costo del componente de restricciones, como se muestra en la Figura 21. Esto se trata en detalle en la sección 4.7.
- Se presentaron algunos picos en los precios de bolsa máximos horarios (Figura 22), especialmente para resaltar el del 14 de agosto de 2019 en la hora 15, debido a las condiciones de operación específicas de esa hora, tanto en demanda como en disponibilidad de plantas de generación y estado de la red, para las cuales el modelo de optimización del despacho económico para las 24 horas, con sus restricciones asociadas, llevaron a que marginara un recurso con un precio de oferta de 905 \$/kWh, por una demanda de 3 MW que no se podía cubrir con recursos más económicos, superándose así el precio de escasez de activación en dicha hora.
- Otros picos que, aunque no superaron el precio de escasez de activación, alcanzaron niveles superiores a los 500 \$/kWh; como los del 5 y 15 de febrero, que tuvieron su origen en cambios en la disponibilidad de algunos recursos de generación hidroeléctrica lo que implicó que el precio marginal fuera establecido por otro recurso con un precio de oferta mayor;

mientras que el del 27 de agosto, se dio por condiciones similares a las de la situación presentada el 14 de agosto, en este caso para la hora 20, donde para poder atender una demanda de 0.12 MWh, lo más económico para el despacho de las 24 horas de operación consistía en despachar un recurso cuyo precio de oferta era de 500 \$/kWh.

- Al final del periodo de análisis, última semana de agosto, se observó un incremento en el precio de bolsa y una disminución leve de los niveles de embalse.

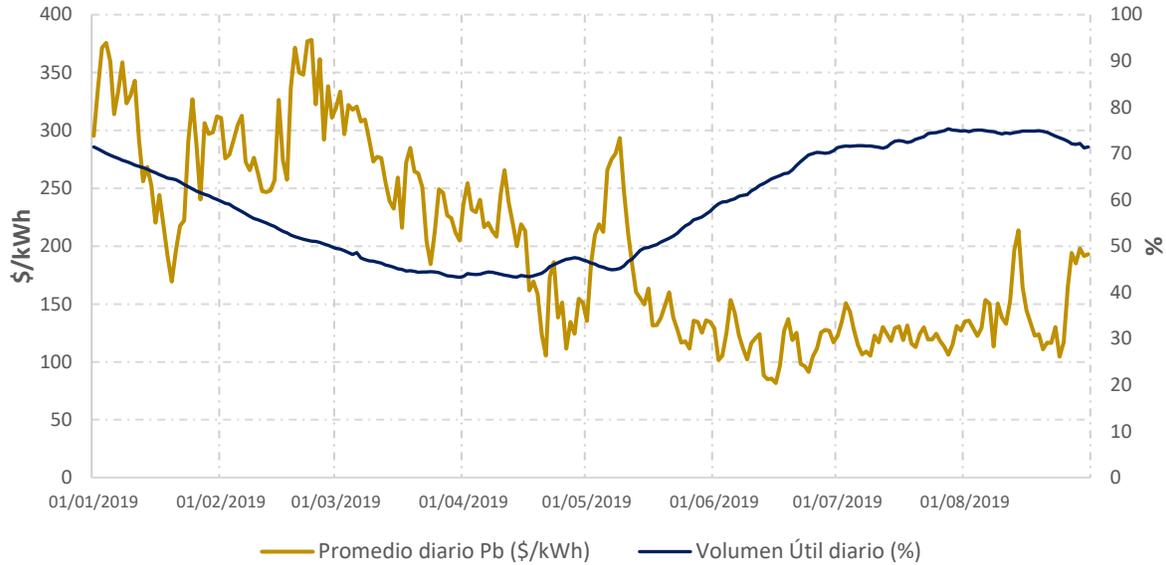


Figura 20. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y volumen útil diario de los embalses. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

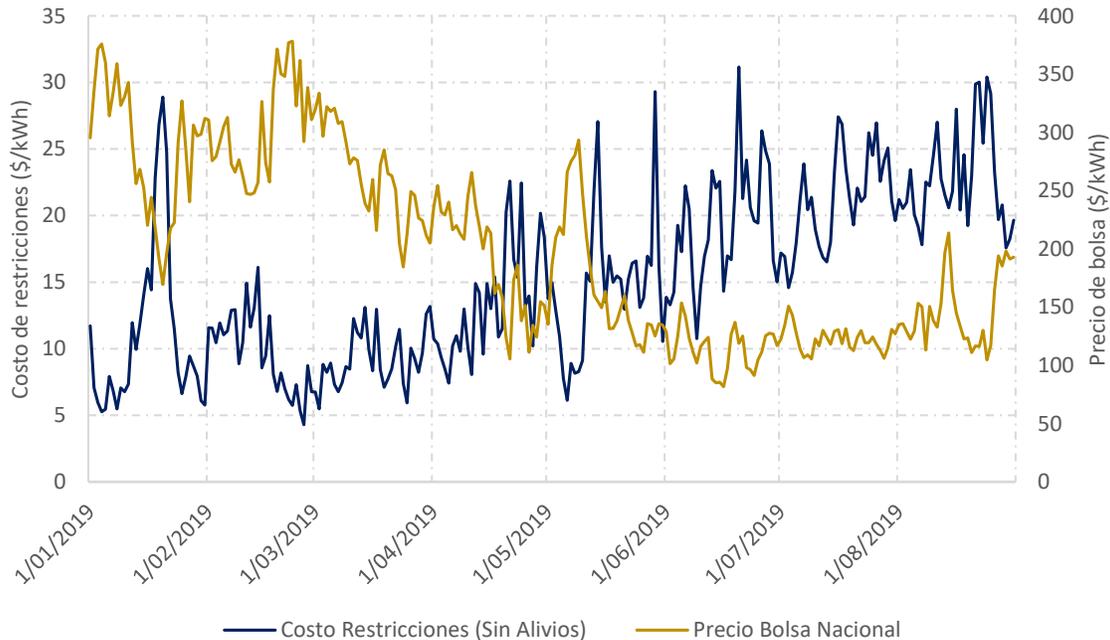


Figura 21. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y costo asociado a las restricciones. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

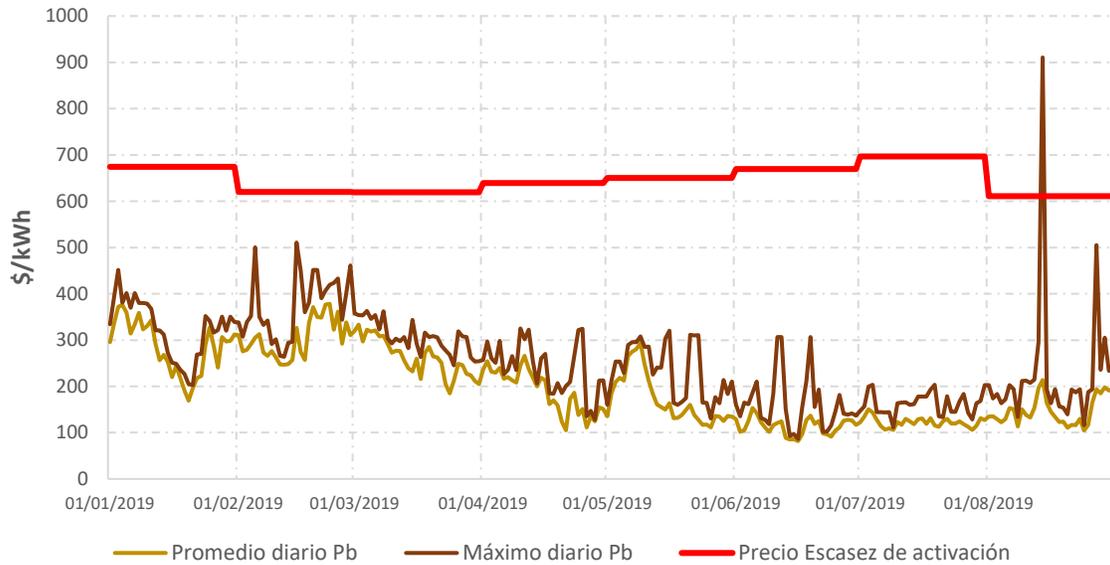


Figura 22. Comportamiento del Precio de bolsa (Pb) y precio de escasez de activación. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

Finalmente, la Figura 23 muestra la comparación entre el comportamiento de los precios de bolsa promedio diario y promedio mensual con el comportamiento del MC<sup>8</sup> y del precio promedio de contratos para usuarios no regulados, estos últimos que solo presentan variaciones menores durante el periodo de análisis.

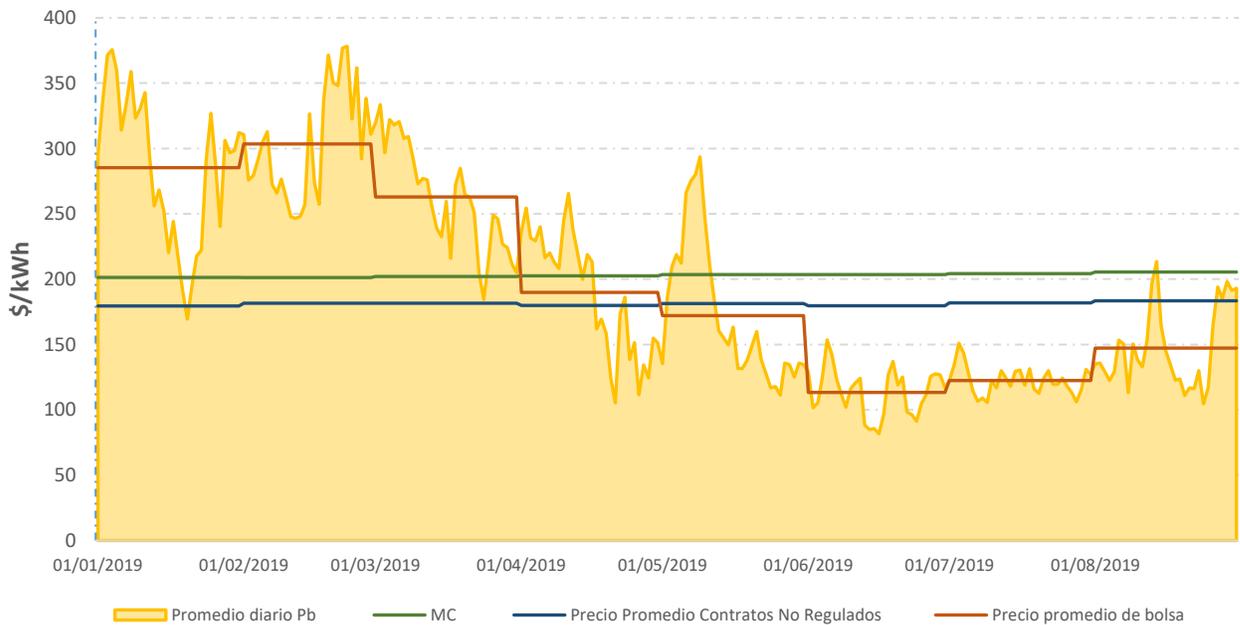


Figura 23. Comparación del precio de bolsa promedio diario y promedio mensual con el MC y el precio promedio de contratos para usuarios no regulados. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

<sup>8</sup> Resolución CREG 119/2007. MC<sub>m-1</sub> es el costo promedio ponderado de energía, expresado en \$/kWh, de todos los contratos bilaterales liquidados en el Mercado de Energía Mayorista en el mes m-1 con destino al mercado regulado.

## 2.1.7. Restricciones

Esta sección presenta, en la Figura 24 y Figura 25, 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 24 se muestra el comportamiento del costo desde enero de 2017 hasta agosto 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 (58,9%), Flores 4 (9,6%) y Otros (15,3%).

Para 2019, como se observa en la Figura 25, durante el primer semestre disminuyó el costo de las reconciliaciones positivas. Sin embargo, en los meses de julio y agosto estos valores se incrementaron, alcanzando un pico al final del periodo de análisis. El agente con mayor participación corresponde a Tebsa (54.6%), seguido de Flores 4B (7.2%), Guajira 1 (5.88%), Guajira 2 (5.32%), Proeléctrica (3.92%), Termocandelaria 2 (3.74%), Gecelca 32 (3.44%) y Otros (15.8%).

En la sección 4 se presenta un análisis detallado del tema de restricciones.

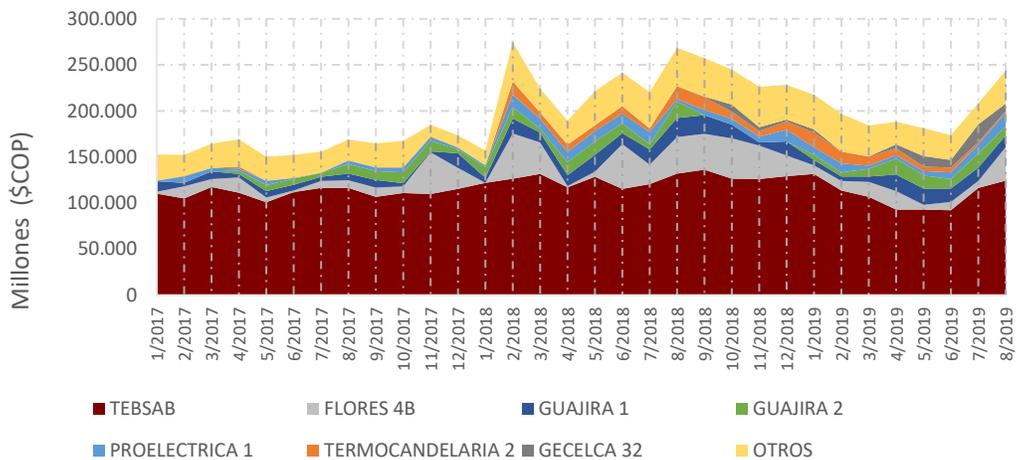


Figura 24. Costo agregado por agente mensual de reconciliaciones positivas sin AGC desde 2017. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

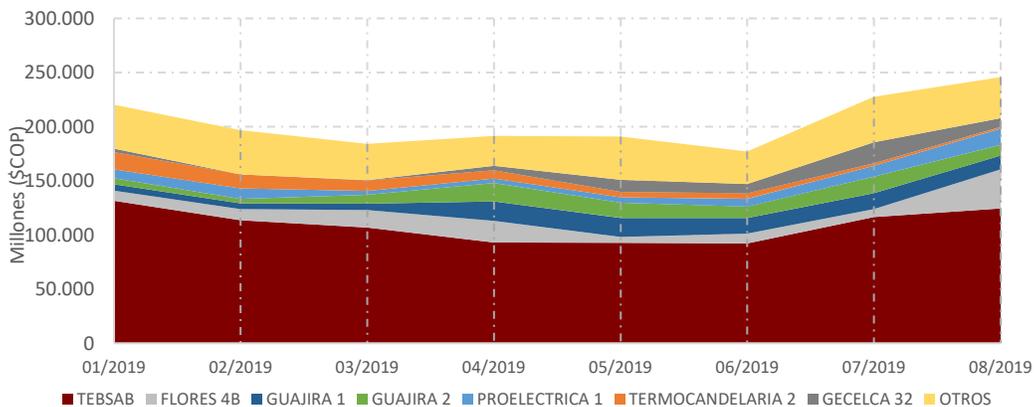


Figura 25. Costo agregado por agente mensual de reconciliaciones positivas sin AGC en 2019. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

### 2.1.8. Contratos con destino al mercado regulado

En esta sección se presentan algunas cifras relevantes de la información de contratos con destino al mercado regulado reportadas por los agentes comercializadores a la SSPD, específicamente lo relacionado con las convocatorias realizadas durante el presente año (desde el 1° de enero hasta la fecha de publicación de la Resolución CREG 079 de 2019, es decir 11 de julio de 2019), así como las convocatorias de todos los contratos vigentes a esa misma fecha (así se hayan efectuado en años anteriores), estén siendo despachados o no, y estén o no registrados ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC).

Sobre la información remitida por los agentes comercializadores a la SSPD, se recibió un total de 756 contratos; la modalidad de contratos “Pague lo contratado” cuenta con la mayor participación con el 81,2%, seguido por “Pague lo generado” y “Pague lo demandado” con el 10,8% y 5,6% respectivamente, como se muestra en la Figura 26.

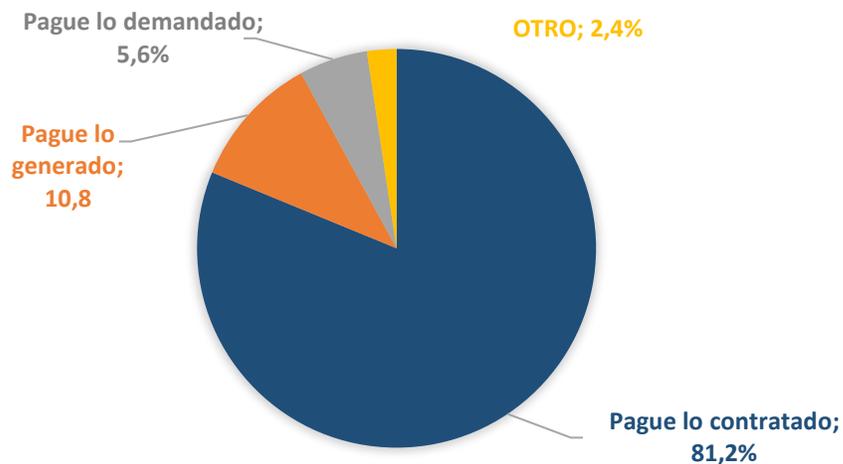


Figura 26. Participación por tipo de contrato en los contratos con destino al mercado regulado. Fuente: elaboración propia con datos de los agentes.

En cuanto al término o plazo de los contratos, la Tabla 2 muestra la distribución según los meses de plazo de cada contrato reportado:

Tabla 2. Distribución de los contratos con destino al mercado regulado según el plazo.

Plazo (meses)	Número de contratos	Porcentaje (%)
1	63	8,3
12	391	51,7
24	256	33,9
Otro	46	6,1
Total	756	100

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

Además, la Figura 27 muestra, para cada tipo de contrato, la cantidad de ellos que cuenta con algún mecanismo de cobertura de riesgo (garantías). Estos mecanismos se distribuyen entre garantías bancarias (98), prepagos (116), pignoración (2), y otros (295).

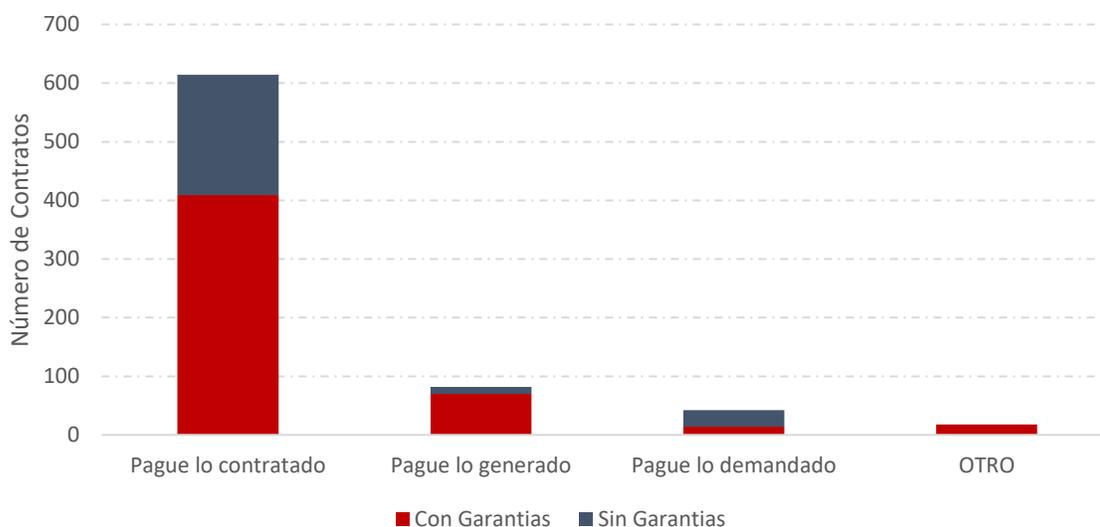


Figura 27. Cantidad de contratos que cuentan con garantías. Fuente: elaboración propia con datos de los agentes.

Por otra parte, al menos 7 agentes comercializadores suscriben el 4,49% de los contratos con ellos mismos, como se resume en la Tabla 3.

Tabla 3. Contratos de agentes comercializadores suscritos con ellos mismos.

Agente	Número de contratos	Precio promedio (\$/kWh)
1	1	196
2	4	148
3	10	189
4	9	210,2
5	1	199,1
6	1	164
7	8	184,1

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

Según lo establecido en la Resolución CREG 079 de 2019, la SSPD viene revisando el mecanismo de convocatorias para la celebración de contratos de energía destinados al mercado regulado por parte de los comercializadores minoristas. A continuación se presentan los porcentajes de contratación de algunos comercializadores en el mercado regulado para el periodo 2020 – 2025, de acuerdo con la información disponible en la página web de XM<sup>9</sup>. En las Figuras Figura 28 a Figura 33 se muestra el porcentaje de contratación de cada comercializador con agentes con los cuales está integrado verticalmente, con los que tiene el mismo controlante o en situación de control (% Vinculado), con

<sup>9</sup> Disponible en Indicadores CREG 079-2019:

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiaOTJiM2Y2YTUOTFiNi00ZDFiLWJlNGItM2RhYzUyZTI4NmYyIiwidCI6ImM5ODBiNDUwLTBiNWmtNDhiYy1iZDFhLThiOTFjYWJjODRiYyIsImMiOiR9.>

agentes sin relación (%No Vinculado) y el porcentaje que no está contratado (% No Contratado), y para cada año se organizan de mayor a menor porcentaje de contratación con vinculado.

Cabe resaltar que se excluyeron de las Figuras algunos comercializadores con datos atípicos y que se están validando para publicación en informes posteriores. Además, se deben tener en cuenta los supuestos utilizados para el cálculo de dichos porcentajes, entre los que se encuentran, que se consideraron cantidades máximas mensuales declaradas para los contratos pague lo demandado condicionado y pague lo demandado, así como las proyecciones de demanda, en las que se tomó como base la demanda comercial regulada del año 2018.

Como es de esperarse, los agentes presentan altos porcentajes de contratación en los primeros años (superiores al 80%), y los agentes de mayor tamaño e integrados o con situación de control (e.g. EPM y las empresas de su grupo, Codensa, Celsia y las empresas de su grupo, Emcali), basan esta contratación principalmente con sus vinculados (entre 50% y 70%), mientras que empresas más pequeñas y no integradas basan su contratación con empresas no vinculadas (e.g. EBSA, Cedonar, CEO, entre otras).

En 2022 se puede observar una disminución significativa en los niveles de contratación para agentes de gran tamaño (e.g. EPM y las empresas de su grupo, Codensa), con niveles menores que 50%, principalmente debido a la finalización de contratos con no vinculados, pero manteniendo contratación con vinculados (cerca a 30%). Las demás empresas, a pesar de que disminuyen su porcentaje de contratación, mantienen significativos niveles de contratación con no vinculados.

Para los años finales del periodo analizado se observan, en general, bajos niveles de contratación, manteniendo algo de contratación con vinculados (e.g. Emcali, EPSA, Dicel), y solo muy pocas empresas con contratación con no vinculados, como EMSA.

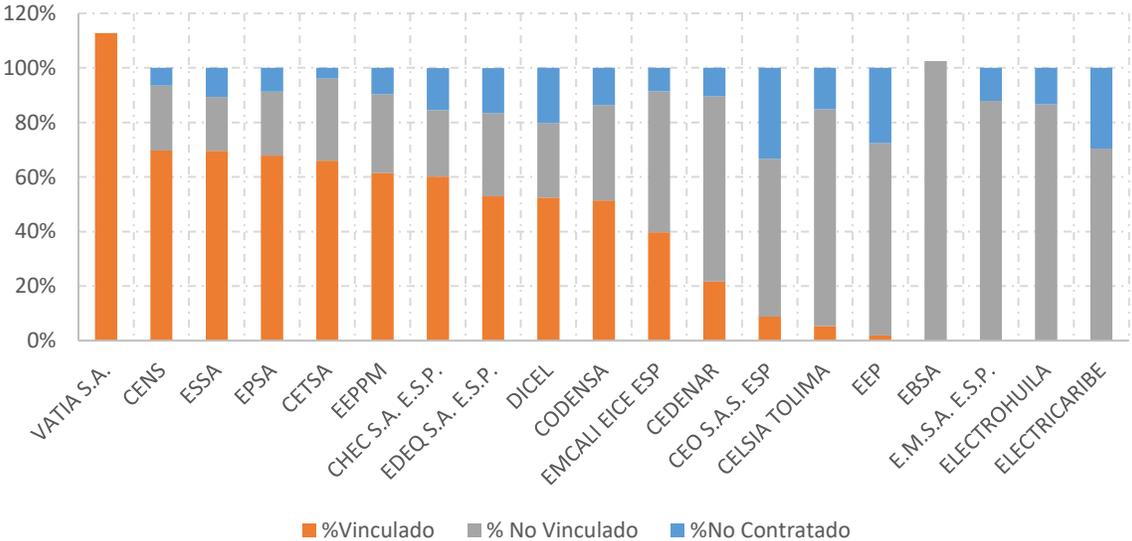


Figura 28. Porcentajes de contratación en el mercado regulado para 2020. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

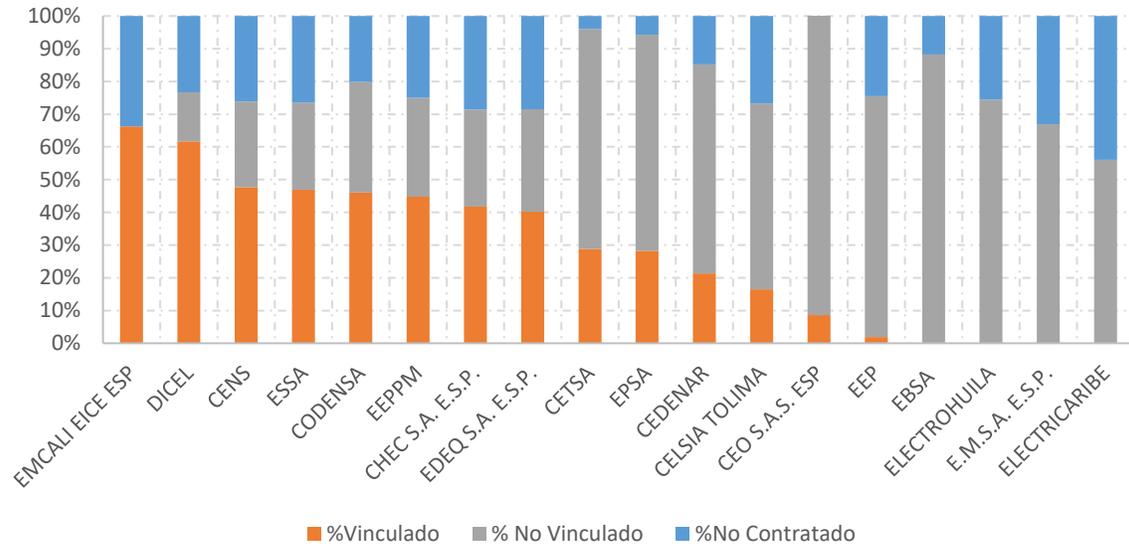


Figura 29. Porcentajes de contratación en el mercado regulado para 2021. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

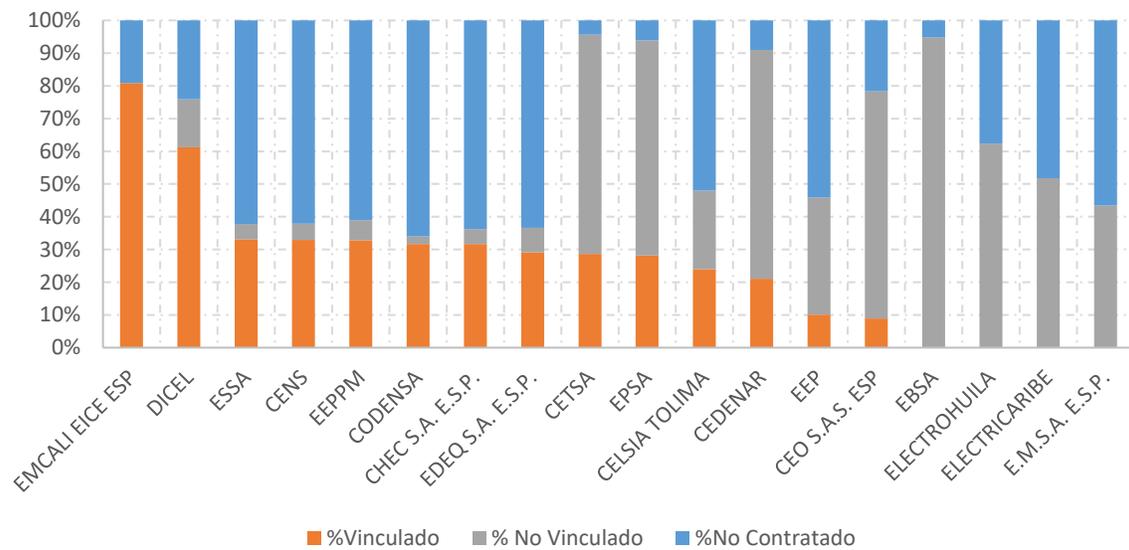


Figura 30. Porcentajes de contratación en el mercado regulado para 2022. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

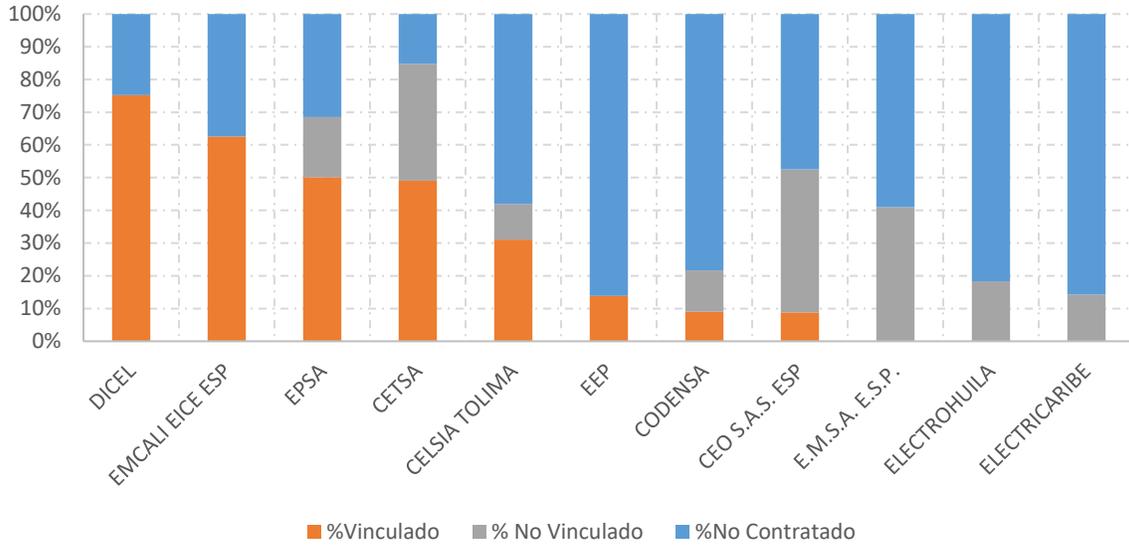


Figura 31. Porcentajes de contratación en el mercado regulado para 2023. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

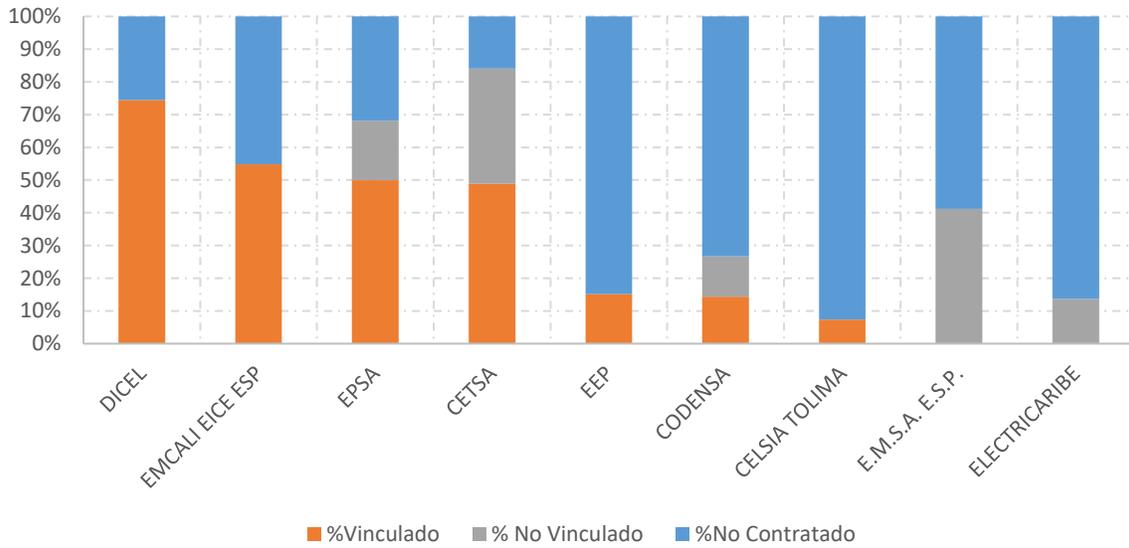


Figura 32. Porcentajes de contratación en el mercado regulado para 2024. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

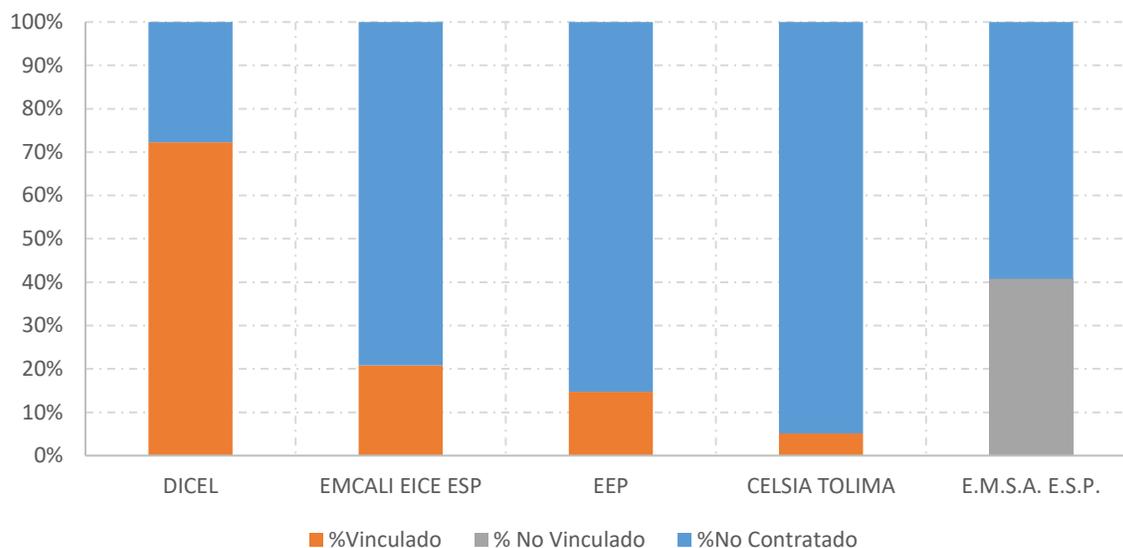


Figura 33. Porcentajes de contratación en el mercado regulado para 2025. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

### 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 los contratos que se están despachando y están vigentes al 31 de agosto de 2019, fecha de corte para este informe.

En total, se observaron 279 contratos vigentes, que en su mayoría corresponden a la modalidad pague lo contratado, como se puede observar en la Tabla 4. No obstante, el promedio de despacho diario es mayor en la modalidad pague lo demandado. De igual forma, se muestra el precio para las dos modalidades, con una diferencia de 8 \$/kWh, siendo mayor el promedio de la modalidad pague lo contratado.

Tabla 4. Datos mercado no regulado.

Tipo de Despacho	Número de contratos	Porcentaje %	Promedio del Despacho diario (kWh)	Precio Promedio diario (\$/kWh)
Pague lo Demandado	19	6,81	1.885.224,98	177,31
Pague lo Contratado	260	93,18	211.068,647	185,18

Elaboración propia a partir de datos de XM.

Los plazos de los contratos se muestran en la Tabla 5, aquí es posible evidenciar que el plazo de un año es aplicado en la mayoría de contratos, mientras que los contratos con plazo mayor a tres años tienen una menor participación.

Tabla 5. Plazo contratos mercado no regulado.

Plazo (Años)	Conteo
1	65
3	46
2	45
4	28
5	20
6	17
10	16
Otros	42

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 6 muestra que tres agentes tienen alta participación en dicho mercado, específicamente en el segmento de la venta (estos agentes agrupan más de la mitad de participación), mientras que en la compra de contratos agrupan el 38%.

Tabla 6. 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	18.303	20,2	EPM	12.071	13,3
EPM	14.558	16,1	ISAGEN	11.299	12,5
EMGESA	14.514	16,0	EMGESA	11.154	12,3
GECELCA	5.442	6,0	ELECTRICARIBE	4.420	4,9
GESTIÓN ENERGÉTICA	4.251	4,7	EPSA	3.837	4,2
EPSA	3.983	4,4	SOUTH 32 ENERGY	3.722	4,1
SOCHAGOTA	3.840	4,2	COENERSA	3.487	3,8
TERMONORTE	2.561	2,8	EPM	3.379	3,7
URRA	2.150	2,4	NITRO ENERGY	3.009	3,3
AXIA	2.031	2,2	ECOPETROL	2.779	3,1
Otros	19.064	21,0	Otros	31.541	34,8

De lo mostrado anteriormente, se observa que hay algunos comportamientos que llaman la atención en el mercado de contratos para usuarios no regulados, como lo es la alta participación de la modalidad pague lo contratado en el número total de contratos, pero no en la energía que se despacha diariamente. En cuanto a los precios la diferencia de precios entre ambas modalidades resulta contraintuitiva, no obstante, en informes posteriores se abordará con mayor detalle este mercado.

## 2.2. Mercado de gas natural

Aunque el desarrollo del mercado de gas natural inició hace más de cuatro décadas con la producción de los campos de Chuchupa y Ballena en la Guajira, ha sido en los últimos 5 años que se ha estructurado de forma más visible lo que se considera como el mercado mayorista de gas natural.

La actividad de comercialización solo empezó a fortalecerse como competitiva a partir del año 2012. Para permitir lo anterior, se expidieron resoluciones para reglamentar los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, el reglamento de comercialización del servicio público de gas natural y las reglas para la selección del gestor del mercado de gas, incluyendo sus funciones y responsabilidades. Existen además definiciones que limitan la integración vertical y horizontal entre actividades.

La CREG, a través de la Resolución 089 de 2013, estableció las bases del marco regulatorio para la comercialización de suministro y transporte de gas natural. Han sido 5 años en los que la implementación de esta regulación ha tenido que irse ajustando en la medida que se han identificado aspectos de mejora y que finalmente llevaron a que se ajustara el marco regulatorio a través de la Resolución CREG 114 de 2017.

A lo largo de los últimos años, la regulación del mercado mayorista de gas ha tratado de generar una dinámica que promueva la liquidez, flexibilidad y transparencia del mercado, con resultados mixtos.

Al revisar las cifras de los últimos 5 años se puede ver que el mercado, una vez finalizaron las exportaciones a Venezuela, no ha crecido de forma visible. Incluso el mercado sigue sufriendo una dependencia bastante marcada con el consumo térmico, lo cual ha generado una variabilidad importante de la demanda en los últimos años; y no se ha generado un desarrollo de la demanda no térmica.

A continuación, se revisan las principales cifras y su desarrollo a lo largo de los últimos 5 años, tiempo en el cual ha estado vigente el marco regulatorio del mercado mayorista de gas, y se hace énfasis en lo corrido del año 2019, periodo objeto del presente informe.

### 2.2.1. Producción

Desde el 2015, la producción de gas del país ha tenido una variabilidad importante, alcanzando un pico de 1128 GBTUD en el mes de enero de 2015 (previo al Fenómeno del Niño 2015 – 2016), y un mínimo de 893 GBTUD en el mes de enero de 2017. Como se puede observar en la Figura 34, una vez finalizado el Fenómeno del Niño 2015-2016, la producción de gas no ha vuelto a estos niveles (a pesar de que existe la disponibilidad de producción).

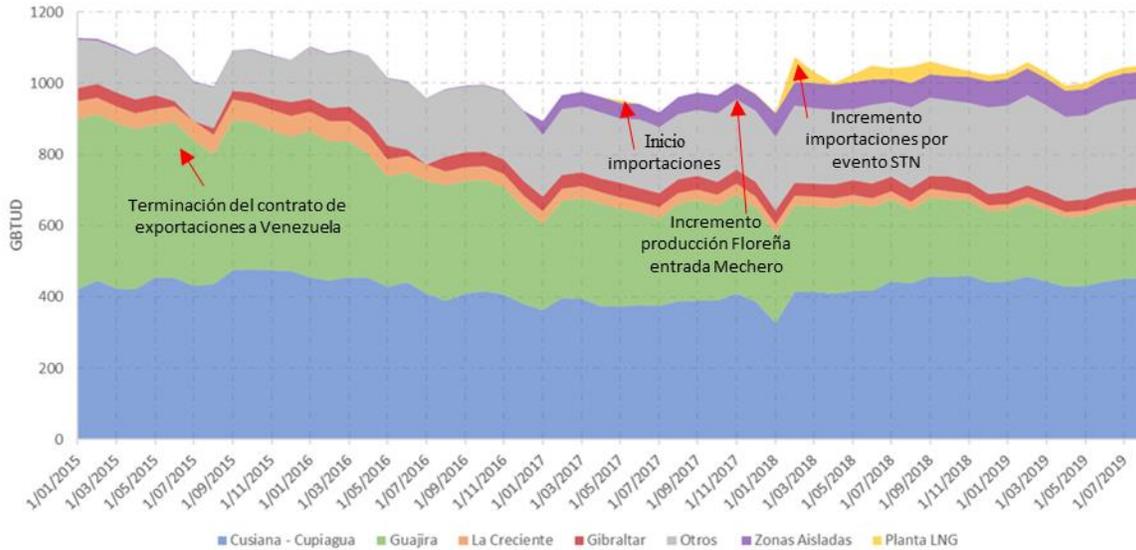


Figura 34. Producción total de gas por campo. Fuente: elaboración propia a partir de datos de Concentra y CNO Gas.

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

- Declinación de Guajira desde 482 GBTUD en enero de 2015 a 175 GBTUD en agosto de 2019.
- Aumento de la disponibilidad de los campos del sur de la Costa (Canacol, Geoproduction y Hocol) de 81 GBTUD en enero de 2015 a 221 GBTUD en agosto de 2019.
- Finalización de las exportaciones de gas a Venezuela en junio de 2015, lo que representó una disminución de 60 GBTUD en la demanda.
- A finales de 2017, Floreña (campo aislado) tuvo un incremento en la producción de 48 GBTUD a 65 GBTUD, debido a la entrada en operación de Termomechero.

Los anteriores hitos han tenido como resultado que la producción nacional se ha mantenido relativamente estable a pesar de la declinación del campo Guajira, principal campo de producción durante la mayor parte de la historia del mercado de gas. Sin embargo, estos hitos también reflejan que en los últimos 5 años no se han presentado hallazgos o desarrollos importantes de gas en el territorio nacional, lo que ha mantenido vigente durante la última década la preocupación de la pérdida de la autosuficiencia.

Durante el período 2015 – 2019, el hito más importante en oferta de gas fue el inicio de operación de la Planta de Regasificación de Cartagena, que permitió las importaciones de gas desde diciembre de 2016. Aunque durante el 2017 las importaciones de gas fueron muy puntuales (promedio 1 GBTUD), fue durante 2018 que estas aparecieron como una oferta de importancia estratégica al respaldar la generación térmica durante el evento del mes de febrero que se presentó por contingencia en el Sistema de Transmisión Nacional (STN). Las importaciones en promedio durante 2018 fueron de 28 GBTUD. La planta de regasificación se convirtió así en la principal fuente de respaldo del mercado, aunque en la realidad esté principalmente destinada para la atención de la generación por seguridad del sector eléctrico.

Como se observa en la Figura 34, en los últimos años el campo Guajira ha venido perdiendo participación dentro de la producción total nacional, y actualmente los campos Cusiana y Cupiagua corresponden a menos del 50% de la producción nacional (Figura 35). Es de resaltar que los campos

más pequeños (y que aparecen agrupados en Otros) corresponden a un 24% de la producción nacional, lo que refleja una mayor diversificación de la oferta y una menor dependencia de los campos mayores.

Aunque la diversificación de la oferta nacional es una señal positiva, la abundancia de campos pequeños no da tranquilidad hacia el futuro ya que sólo están manteniendo estable el nivel de la oferta, pero no están dando las señales para una expansión importante de la demanda, especialmente porque estos campos tienen producciones de plazos menores de 5 años.

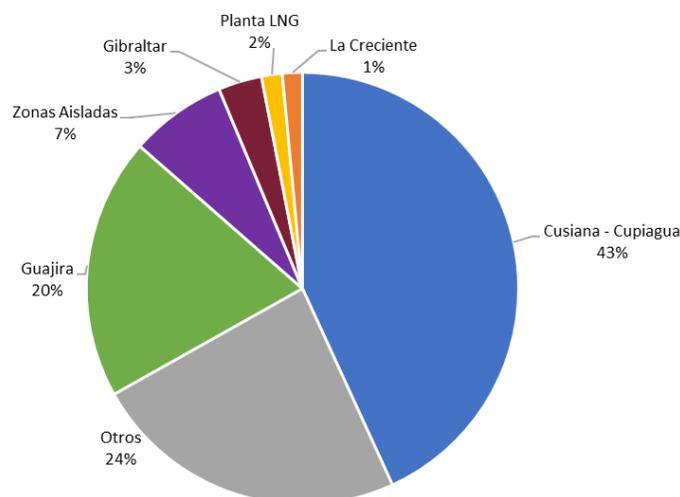


Figura 35. Participación en la producción de gas por campo. Fuente: elaboración propia a partir de datos de Concentra.

## 2.2.2. Importaciones

Como se mencionó anteriormente, aunque las importaciones de gas hacen parte de forma permanente de la oferta nacional, éstas también han presentado un comportamiento irregular, reflejo de las necesidades de la demanda térmica, que es el principal cliente de esta oferta. Esta variabilidad se puede observar con más detalle en la Figura 36.

Adicional a lo que se mencionó sobre el comportamiento durante el período 2017 – 2018, finalmente no se consolidó la expectativa que existía de que se presentara un fenómeno del Niño durante el primer semestre de 2019, lo que generó un nivel alto de inventarios de gas importado que sólo han podido ser utilizados esporádicamente.

Debido a la importancia que ha empezado a tener la planta de regasificación tanto en la atención de la demanda de gas como la demanda eléctrica, es importante entender los agentes que participan en este esquema, junto con los roles y responsabilidades que tiene cada uno en las operaciones de importación de gas.

La Resolución CREG 062 de 2013 definió los principales actores y de forma general, el esquema de funcionamiento de las importaciones de gas, sin embargo, la realidad operativa mostró desde el inicio de operaciones de esta planta, que no era totalmente claro el rol de cada uno de los agentes involucrados. La Figura 37 presenta en detalle el esquema de funcionamiento de la planta de regasificación.

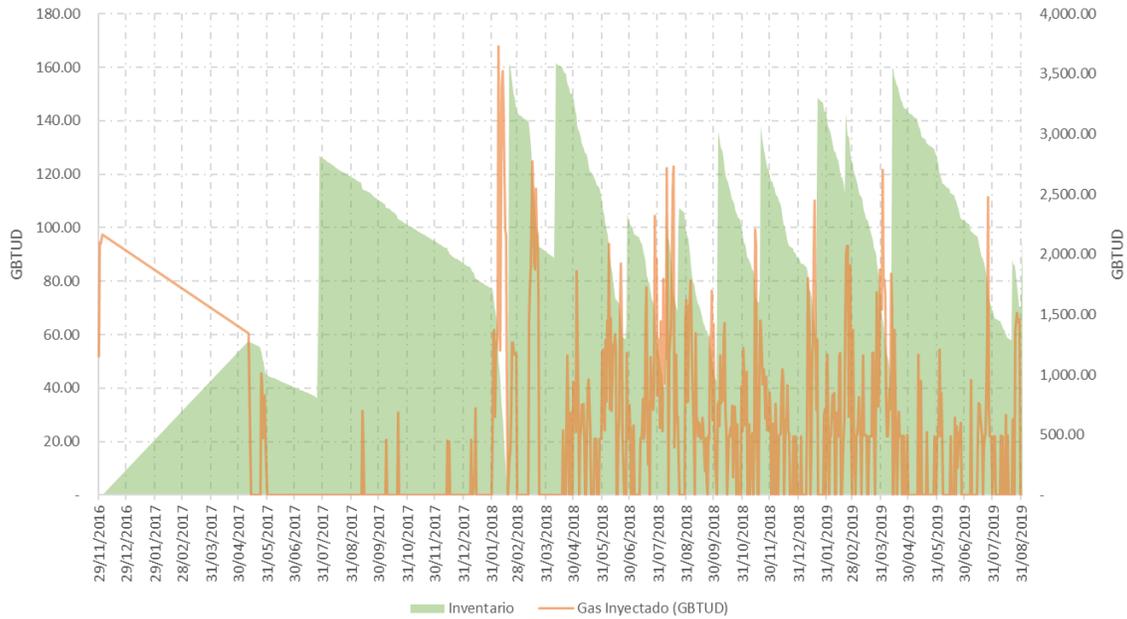


Figura 36. Gas inyectado diario e inventario total de la planta de regasificación. Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas y los agentes.

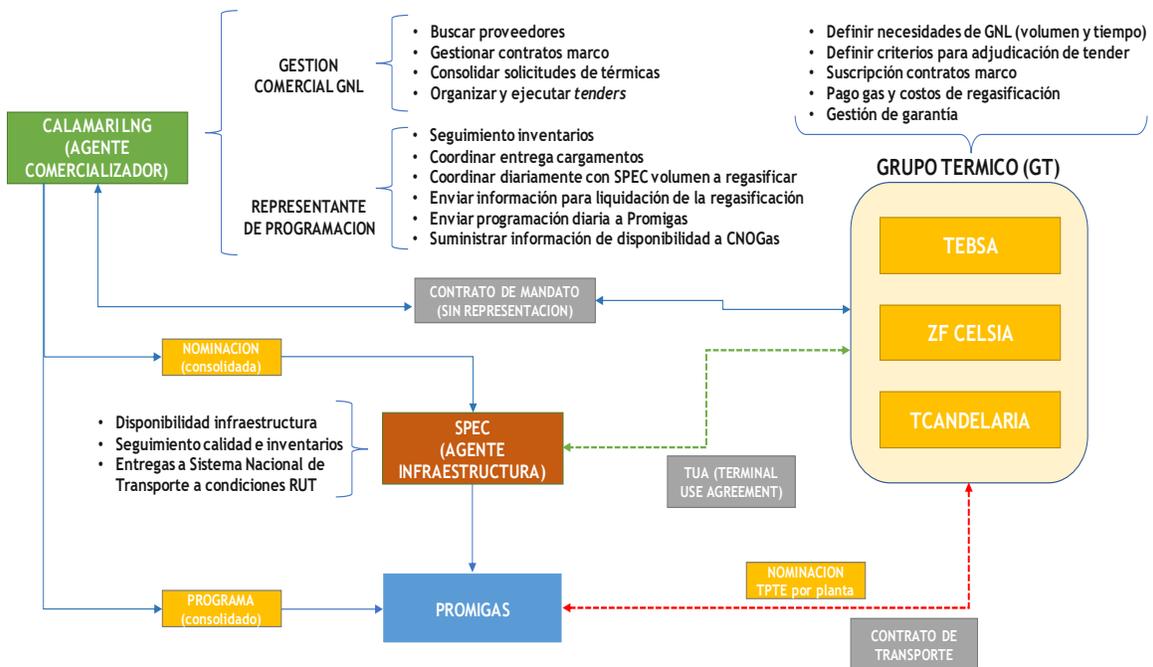


Figura 37. Esquema de funcionamiento de la planta de regasificación de Cartagena. Fuente: elaboración propia.

### 2.2.3. Eventos de indisponibilidad en la infraestructura de gas natural

De acuerdo con lo establecido en la Resolución 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 38, existen eventos de indisponibilidad periódicamente que afectan la disponibilidad de suministro y transporte hacia el mercado.

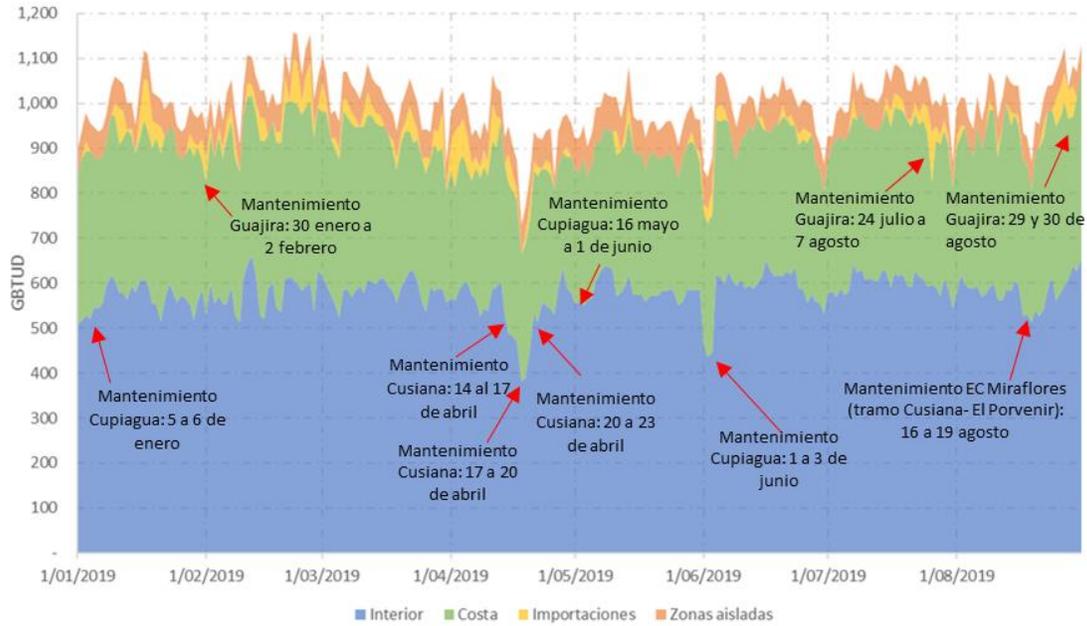


Figura 38. Producción total de gas por región enero - agosto 2019 y eventos de indisponibilidad. Fuente: elaboración propia a partir de datos de Concentra y CNO Gas.

A continuación, se resumen los eventos de indisponibilidad mostrados en la Figura 38:

- Mantenimiento Cupiagua del 5 al 6 de enero con una restricción máxima de 43 % en su capacidad.
- Mantenimiento Guajira del 30 enero al 2 febrero con una restricción máxima de 39 % en su capacidad.
- Mantenimiento Cusiana del 14 al 17 de abril con una restricción máxima de 50 % en su capacidad.
- Mantenimiento Cusiana del 17 al 20 de abril con una restricción máxima de 100 % en su capacidad.
- Mantenimiento Cusiana del 20 al 23 de abril con una restricción máxima de 50 % en su capacidad.
- Mantenimiento Cupiagua del 16 mayo a 1 de junio con una restricción máxima de 45 % en su capacidad.
- Mantenimiento Cupiagua del 1 al 3 de junio con una restricción máxima de 100 % en su capacidad.
- Mantenimiento Guajira del 24 de julio al 7 de agosto con una restricción máxima de 100 % en su capacidad.
- Mantenimiento Estación Compresora Miraflores (Tramo Cusiana- El Porvenir) del 16 al 19 de agosto con una restricción máxima de 22 % en su capacidad.
- Mantenimiento Guajira del 29 al 30 de agosto con una restricción máxima de 30 % en su capacidad.

Para el periodo de análisis se efectuaron 56 mantenimientos en la infraestructura de gas natural del país, de los cuales el 73% corresponde a la infraestructura de producción, y el restante 27% a la de transporte. La Figura 39 muestra la distribución de los mantenimientos por campo de producción

en el periodo de análisis; el 59% de los mantenimientos registrados en el Sistema de Información de Mantenimientos e Intervenciones, SIMI, se llevaron a cabo en Guajira. El segundo lugar lo comparten los campos de Cupiagua y Oripaya con el 10% y el restante 21% compuesto por los campos Cusiana, Sardinata, Floreña y la planta de regasificación.

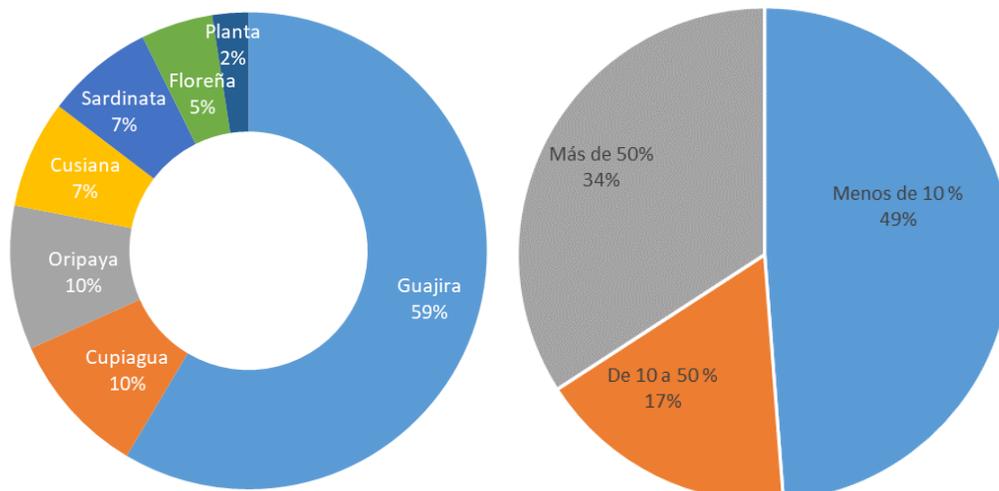


Figura 39. Distribución de mantenimientos por campo de producción y por porcentaje de restricción. Fuente: elaboración propia a partir de datos del CNO Gas.

Lo anterior refleja un incremento significativo en los mantenimientos del campo Guajira, en la medida que ha aumentado la compresión requerida para poder inyectar el gas en el sistema de transporte. La continua declinación del campo implica que esta situación se mantendría por los siguientes años.

El resto de los mantenimientos se distribuyen de forma relativamente uniforme entre el resto de los campos. Aunque el número de mantenimientos en el sector gas no se considera elevado, dado el número de campos que inyectan gas al sistema, el impacto de una indisponibilidad podría impactar de forma importante el abastecimiento de las demandas regionales.

El mantenimiento que cubrió el mayor número de días correspondió al realizado en Cupiagua del 16 de mayo al 1 de junio y cuya mayor restricción (90 MPCD) corresponde al 45% de la capacidad total de la planta.

Se realizaron seis mantenimientos con total restricción de los campos:

- Oripaya del 22 al 25 de enero.
- Cusiana del 17 al 20 de abril.
- Oripaya del 26 de abril al 10 de mayo.
- Planta de regasificación del 5 al 10 de mayo.
- Cupiagua del 1 al 4 de junio.
- Guajira del 24 de julio al 7 de agosto.

Como se muestra en la Figura 39, casi 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 mayor del 50%. El restante 17% tuvo una restricción entre

el 10 % y el 50%. Vale la pena señalar que los tres mantenimientos realizados en el campo Sardinata presentaron una restricción de 80%.

En lo que respecta al sistema de transporte, cuyo esquema se muestra en la Figura 40, los hitos más importantes durante el período analizado fueron los siguientes:

- Aumento capacidad de compresión tramo Belleza – Vasconia (TGI)
- Contrucción gasoducto de conexión ('loop') Jobo – Sincelejo (Canacol)
- Construcción 'loop' Jobo - Cartagena (Promigas)
- Aumento capacidad de compresión tramo Cusiana – Apiay (TGI)

La Figura 41 muestra que los mantenimientos de la infraestructura de transporte están distribuidos en proporciones similares entre Promigas (27%), TGI (27%) y Progasur (33%), y un poco menos Promioriente (13%).

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 27% tuvieron restricciones mayores al 30%.

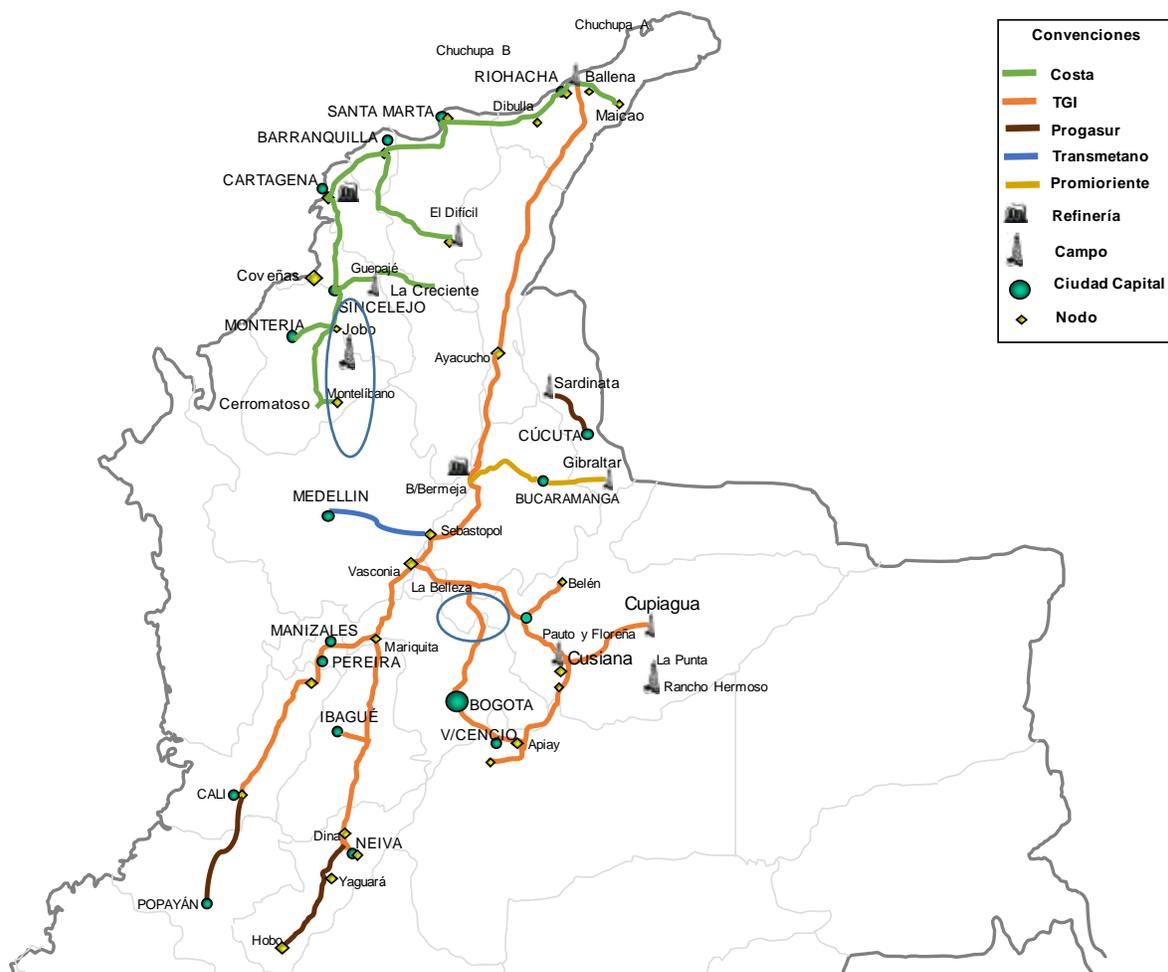


Figura 40. Esquema sistema de transporte de gas natural en Colombia. Fuente: elaboración propia.

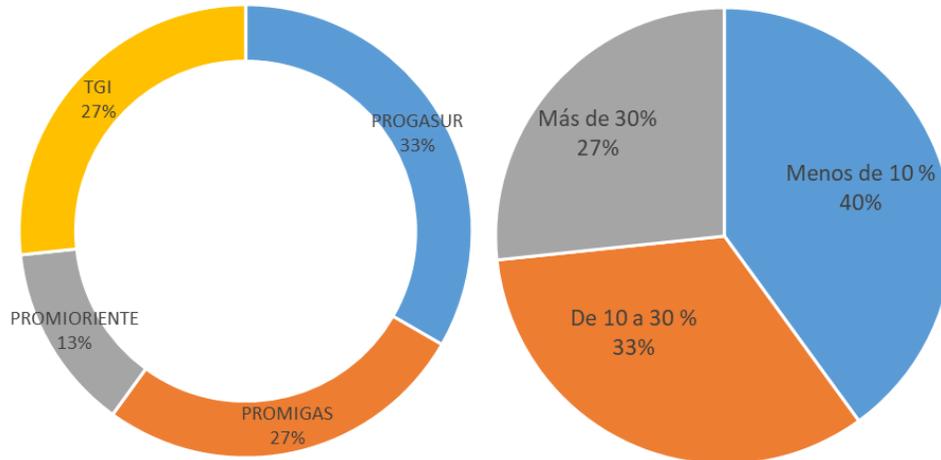


Figura 41. Distribución de mantenimientos por transportador y por porcentaje de restricción. Fuente: elaboración propia a partir de datos del CNO Gas.

El aumento de la capacidad de la infraestructura de transporte, ya sea por ampliación de la infraestructura actual o por nueva infraestructura, ha sido limitado lo que podría indicar que no se ha logrado promover una expansión organizada y de forma oportuna.

Dentro de las principales rutas de transporte en el interior, se pueden enumerar: Ballena – Cogua, Ballena - Medellín, Cusiana – Cogua, Cusiana – Medellín y Cusiana – Cali. La ruta Ballena – Cogua está conformada por cinco tramos: Ballena – Barranca, Barranca – Sebastopol, Sebastopol – Vasconia, Vasconia – La Belleza y La Belleza – Cogua. El tramo que presenta mayor porcentaje de uso (72%) es el tramo Vasconia – La Belleza, como se observa en la Figura 42, este porcentaje representa una disponibilidad de 73 MPCD para agosto 2019.

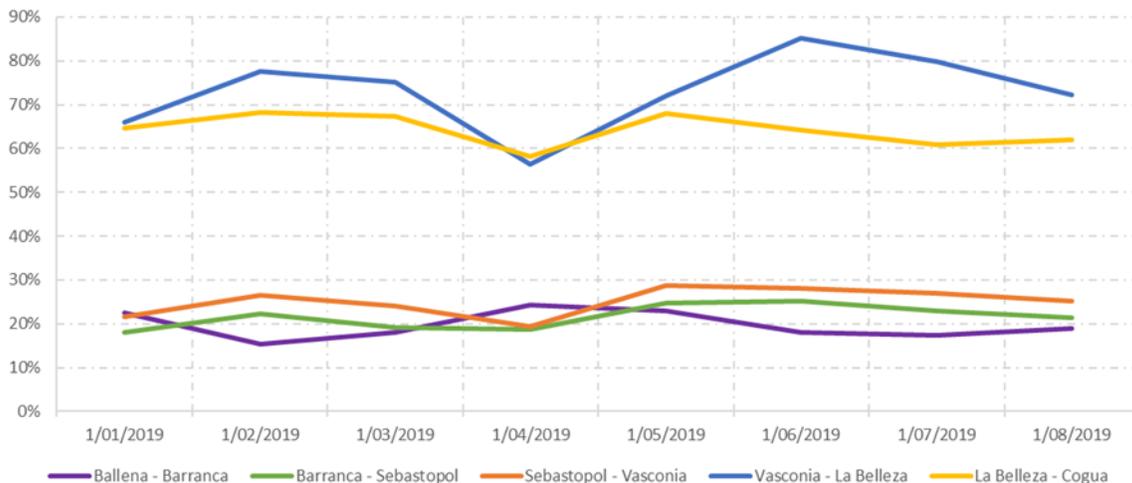


Figura 42. Porcentaje de uso Ballena - Cogua. Fuente: elaboración propia a partir de datos de los agentes.

La ruta Ballena - Medellín está conformada por tres tramos: Ballena – Barranca, Barranca – Sebastopol y Sebastopol – Medellín. El tramo con mayor porcentaje de uso (77%) es el tramo Sebastopol – Medellín, como se muestra en la Figura 43, este porcentaje representa una disponibilidad de 11 MPCD para agosto 2019.

La ruta Cusiana – Cogua está conformada por tres tramos: Cusiana – El Porvenir, El Porvenir – La Belleza y La Belleza – Cogua. El tramo con mayor porcentaje de uso (84%) es el tramo Cusiana – El Porvenir (Figura 44), este porcentaje representa una disponibilidad de 54 MPCD para agosto 2019.

La ruta Cusiana – Medellín está conformada por cinco tramos: Cusiana – El Porvenir, El Porvenir – La Belleza, La Belleza – Vasconia, Vasconia – Sebastopol y Sebastopol – Medellín. El tramo con mayor porcentaje de uso (82%) es el tramo El Porvenir – La Belleza (Figura 45), este porcentaje representa una disponibilidad de 60 MPCD para agosto 2019.

La ruta Cusiana – Cali está conformada por siete tramos: Cusiana – El Porvenir, El Porvenir – La Belleza, La Belleza – Vasconia, Vasconia – Mariquita, Mariquita – Pereira, Pereira – Armenia y Armenia – Cali. El tramo con mayor porcentaje de uso (84%) es el tramo Cusiana – El Porvenir (Figura 46), este porcentaje representa una disponibilidad de 206 MPCD para agosto 2019.

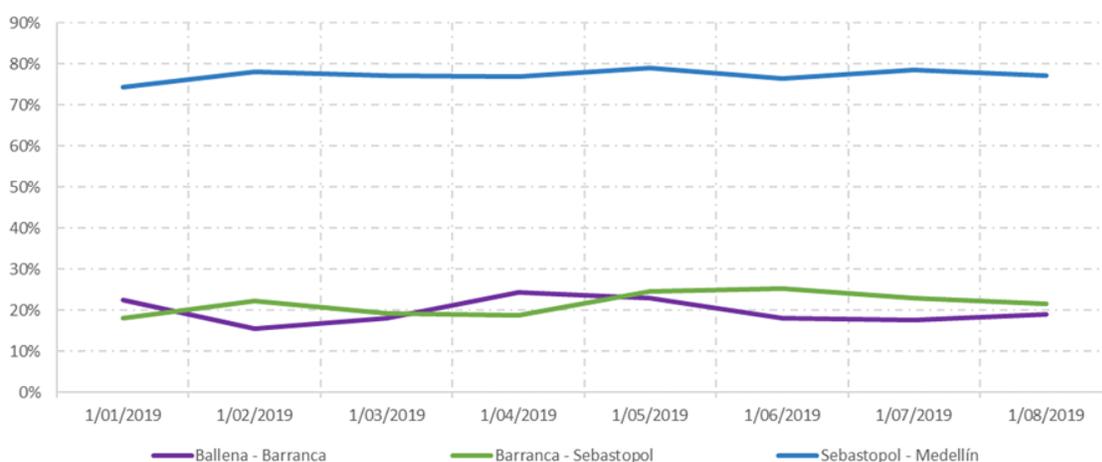


Figura 43. Porcentaje de uso Ballena - Medellín. Fuente: elaboración propia a partir de datos de los agentes.

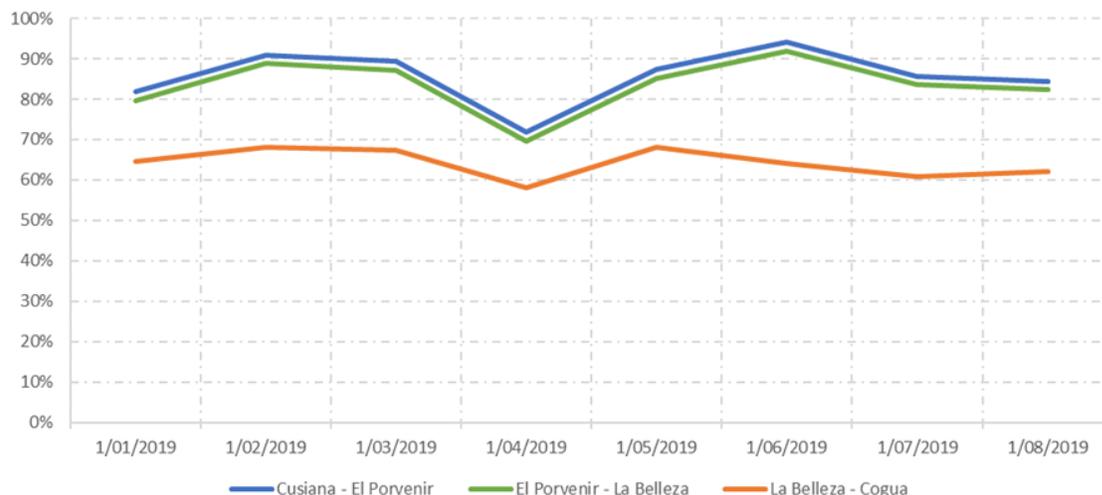


Figura 44. Porcentaje de uso Cusiana - Cogua. Fuente: elaboración propia a partir de datos de los agentes.

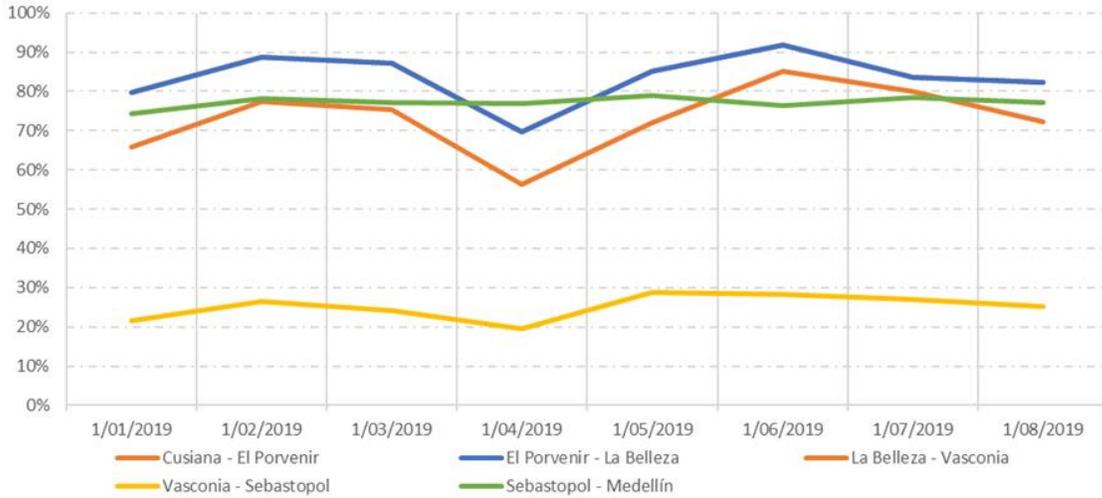


Figura 45. Porcentaje de uso Cusiana - Medellín. Fuente: elaboración propia a partir de datos de los agentes.

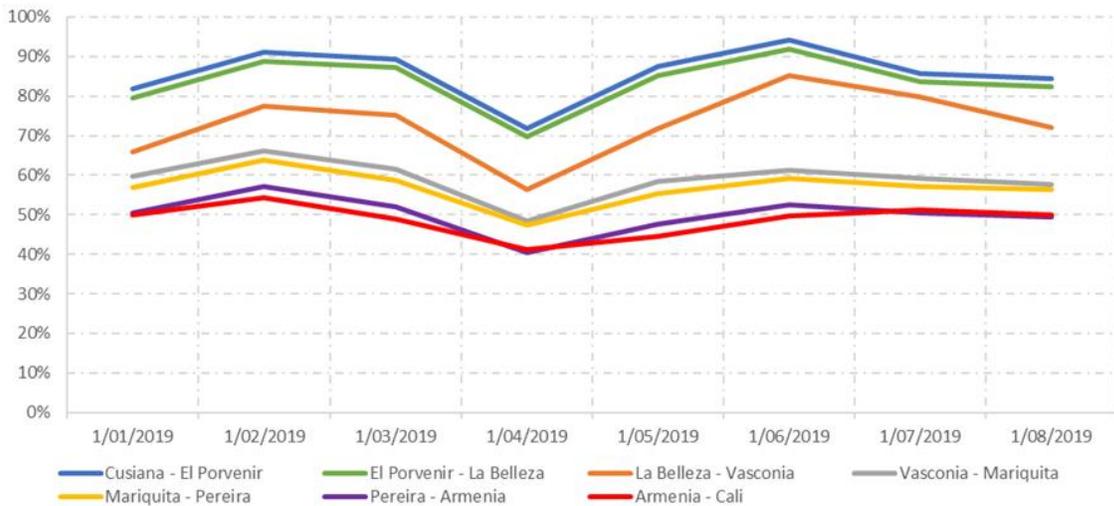


Figura 46. Porcentaje de uso Cusiana - Cali. Fuente: elaboración propia a partir de datos de los agentes.

Dentro de las principales rutas de transporte en la costa, se pueden enumerar a Ballena – Cartagena y Jobo - Cartagena. La ruta Ballena – Cartagena está conformada por tres tramos: Ballena – La Mami, La Mami – Barranquilla y Barranquilla - Cartagena. El tramo con mayor porcentaje de uso (75%) es el tramo La Mami – Barranquilla (Figura 47), este porcentaje representa una disponibilidad de 74 MPCD para agosto 2019.

La ruta Jobo - Cartagena está conformada por dos tramos: Jobo - Sincelejo y Sincelejo – Cartagena. El tramo con mayor porcentaje de uso (67%) es el tramo Sincelejo – Cartagena (Figura 48), este porcentaje representa una disponibilidad de 89 MPCD para agosto 2019.

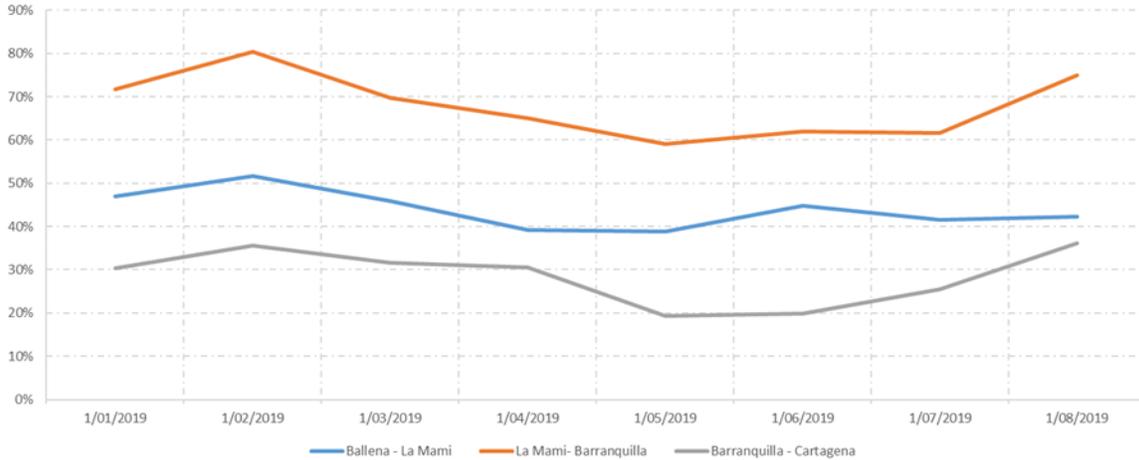


Figura 47. Porcentaje de uso Ballena – Cartagena. Fuente: elaboración propia a partir de datos de los agentes.

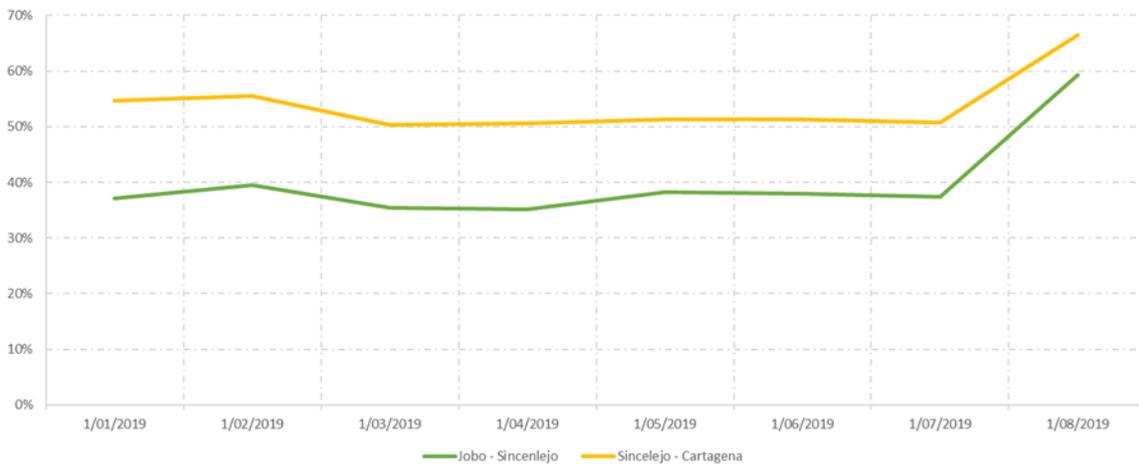


Figura 48. Porcentaje de uso Jobo – Cartagena. Fuente: elaboración propia a partir de datos de los agentes.

## 2.2.4. Demanda

La demanda de gas natural no ha tenido incrementos reales en los últimos 5 años. La demanda total del país en el mes de enero de 2015 fue de 1.106 GBTUD, mientras que en julio de 2019 fue de 869 GBTUD. Aunque pareciera existir una disminución del 21%, este comportamiento realmente corresponde a la caída en la demanda de gas para generación térmica, teniendo en cuenta que a inicios de 2015 se presentó un Fenómeno del Niño leve y para mediados de 2019 se tenía una hidrología y nivel de embalses normales.

Con lo anterior, y de forma similar a la producción, es evidente que la demanda nacional tiene un comportamiento altamente dependiente de la demanda térmica. A pesar de esto, la demanda no térmica tampoco ha tenido aumentos sustanciales. Cuando se revisa la evolución de la demanda no térmica durante el período 2015-2019, se evidencia que ésta ha caído en 3%.

Como se puede observar en la Figura 49, los picos de demanda que se han presentado en los últimos 5 años han sido principalmente por eventos relacionados con el sector térmico (Fenómeno del Niño 2015-2016, voladuras en el STN 2018, entre otros). El único aumento de consumo relevante en el

sector no térmico correspondió a la entrada en operación de la nueva infraestructura de refinación de Reficar desde finales de 2016.

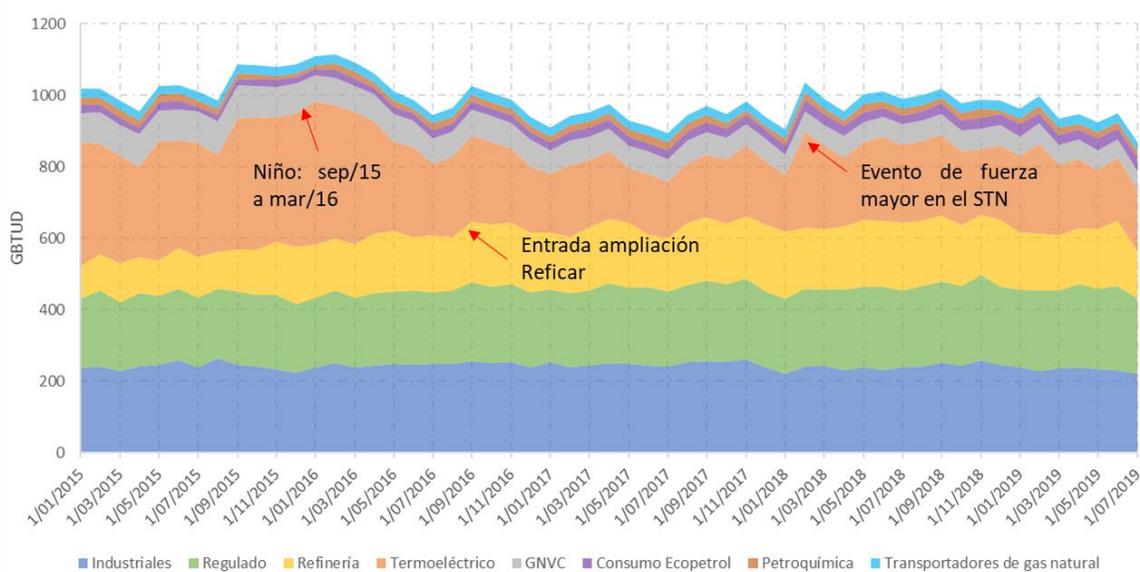


Figura 49. Demanda de gas promedio mes por sector de consumo. Fuente: elaboración propia a partir de datos de Concentra.

El 76% de la demanda nacional está concentrada en el sector no regulado y dentro de este sector los consumos principales están en el sector industrial (26%), termoeléctrico (20%) y refinería (15%), como se muestra en la Figura 50.

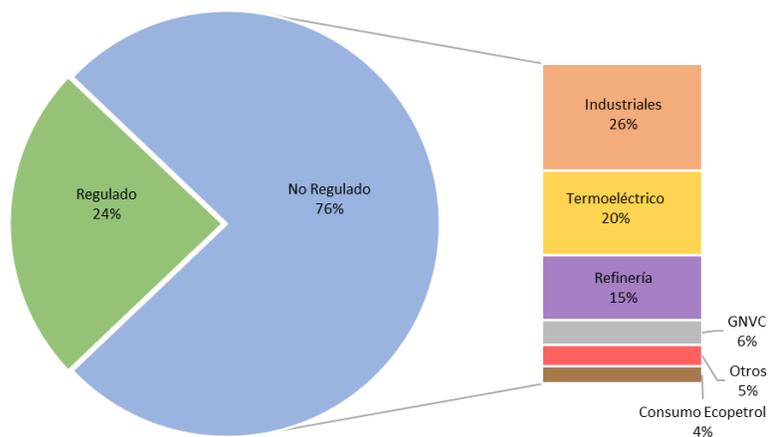


Figura 50. Distribución de la demanda por sector de consumo. Fuente: elaboración propia a partir de datos de Concentra.

La evolución y situación actual de la demanda no térmica dejan en evidencia que tanto las señales económicas como el marco regulatorio, no han generado una dinámica conducente a la creación de nueva demanda, especialmente en sectores que requieren condiciones óptimas como el industrial o el de gas natural vehicular.

Es de especial preocupación la evolución de la demanda de GNV. La tasa de decrecimiento se puede observar en la Figura 51, pasando de una demanda de 87 GBTUD en 2015 a 56 GBTUD en julio de 2019.



Figura 51. Evolución demanda GNV. Fuente: elaboración propia a partir de datos de Concentra.

## 2.2.5. Precios

A lo largo de los últimos 5 años, los precios de gas nacionales han tenido un comportamiento que ha reflejado la situación de cada mercado regional.

Para el caso de la Costa Atlántica, una vez se liberó el precio de Guajira (a finales de 2013) los precios tuvieron una disminución, confirmando que la Resolución 119 de 2005 (que establecía el precio regulado) se había convertido en un piso artificial. Sin embargo, en los siguientes años (ver Figura 52), los precios han seguido en niveles altos (comparados con los del interior del país) por la percepción que existía de una oferta limitada en el mediano y largo plazo. Incluso durante este período se dio la construcción y puesta en marcha de la Planta de Regasificación de Cartagena.

Posteriormente, la aparición de los campos del sur de la Costa (Bonga, La Creciente, Nelson, Arianna, Clarinete, Palmer) aumentó de forma importante la oferta lo cual refleja en la disminución de precios de los últimos años (aunque siguen estando por encima de los precios del interior). Es de esperar que los precios de la Costa mantengan su nivel actual dada la aparición del gas importado como una referencia de precios.

Históricamente, 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.

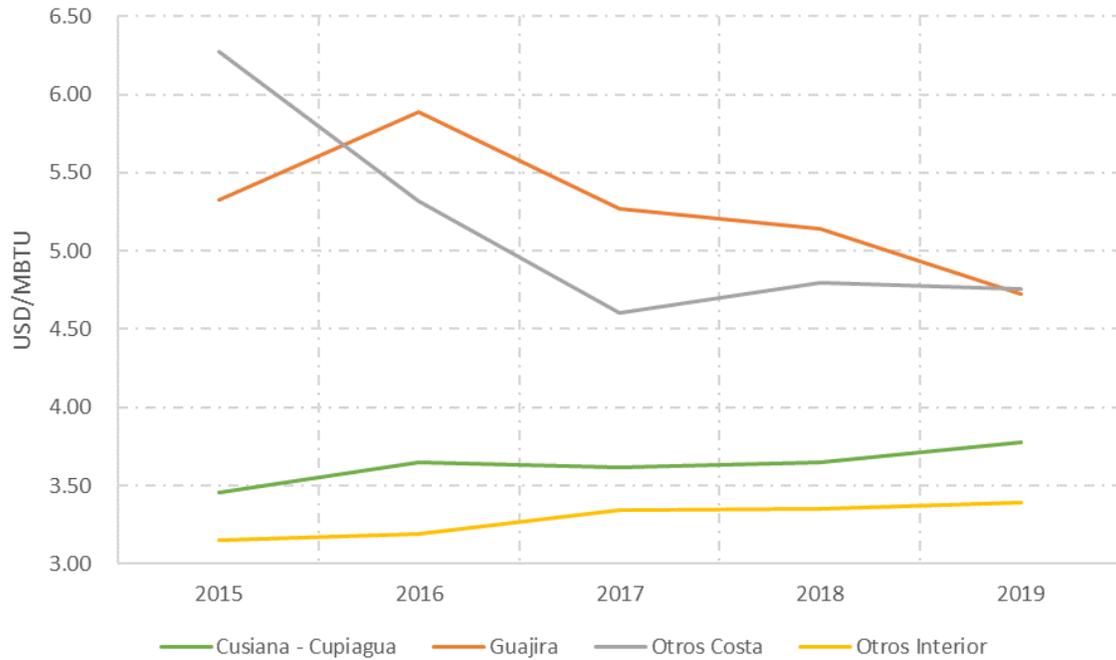


Figura 52. Precio promedio ponderado del mercado primario en firme por fuente. Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

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 53.

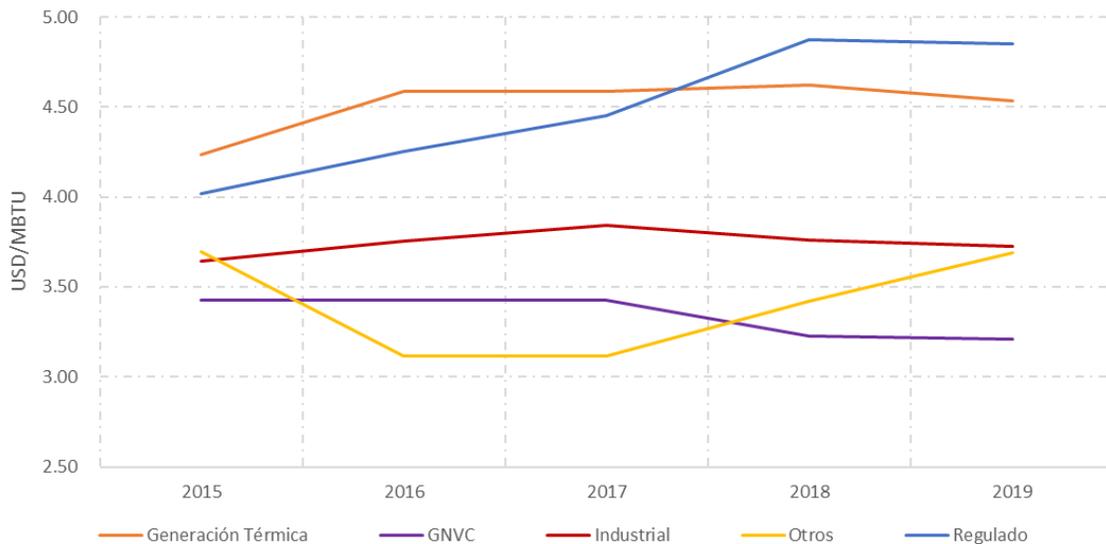


Figura 53. Precio promedio contratos por sector de consumo en el mercado primario. Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

## 2.2.6. Contratos

En la Figura 54 se presenta la curva de oferta agregada de contratos para el mercado primario de gas, diferenciando entre contratos firmes e interrumpibles, para el periodo de análisis de este informe.

El rango de precios para la curva agregada de contratos firmes oscila entre 1 y 19 USD/MBTU, y con cantidades contratadas cercanas a los 10.000 GBTU; mientras que para los contratos interrumpibles los precios oscilan entre 2 y 16 USD/MBTU, y las cantidades contratadas son casi 10 veces menores (1.000 GBTU).

En la sección 3.2 se hace un análisis más detallado de estas curvas, teniendo en cuenta sus diferentes segmentos.

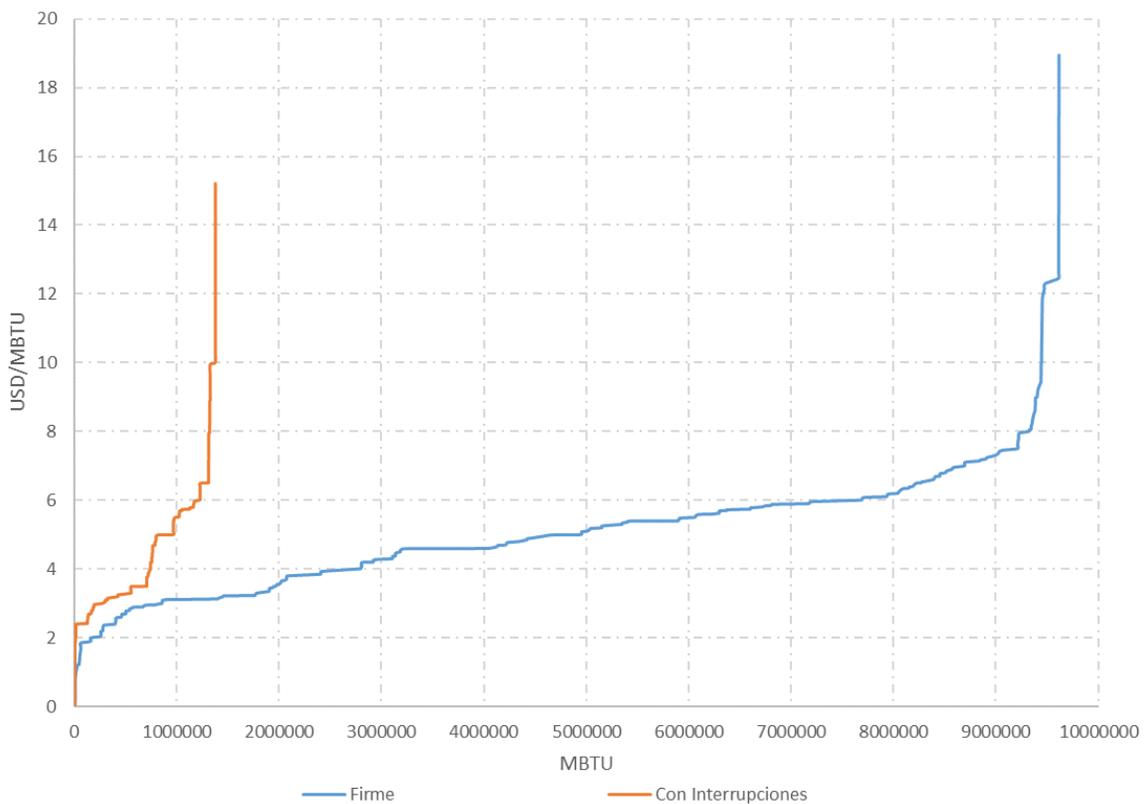


Figura 54. Curva de oferta agregada de contratos para el mercado primario, por tipo de contrato. Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

## 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 comportamiento estratégico a partir de estadísticas descriptivas para las ofertas de los generadores; y iii) indicadores de agentes pivotaes. Respecto al sector de gas natural se presentan los siguientes: i) análisis de curva agregada de contratos para el mercado primario; ii) índices de precios; y iii) indicadores de concentración en la contratación.

La UMMEG se encuentra desarrollando las bases de datos y la programación para otro grupo de indicadores que complementarán los actuales y que se presentarán en los siguientes informes de seguimiento.

### 3.1. Indicadores mercado de energía eléctrica

#### 3.1.1. Índices de concentración HHI

Dada la naturaleza del mercado eléctrico, los agentes generadores pueden tener incentivos para ejercer poder de mercado si no enfrentan suficiente competencia, porque pueden ofertar precios por encima de sus costos marginales y/o retener disponibilidad para aumentar los precios, sin afectar sus ventas. En esta sección se presentan los indicadores de seguimiento a la concentración y el poder de mercado en la generación de electricidad.

Para identificar y mitigar dichos comportamientos, se han desarrollado herramientas que determinan el grado de concentración o el impacto que un agente pueda tener en un mercado. Este es el caso del índice de Herfindahl-Hirschman (HHI por sus siglas en inglés), uno de los indicadores más reconocidos por la literatura económica. Este indicador permite medir la concentración en un mercado y es sugerido como un indicador de estructura de mercado, dado que tiene en cuenta tanto el número de competidores como su participación relativa en el mismo. Resulta de importancia resaltar que el hecho de que un sistema sea concentrado no implica que no sea competitivo. Así, este indicador se calcula de la siguiente forma:

$$HHI = \sum_{i=1}^N X_i^2$$

Donde:

$$X_i = \left(\frac{x_i}{X}\right) * 100$$

$X_i$ : participación porcentual de la empresa  $i$  en el mercado

$i$ :  $i$ -ésima empresa del mercado.

$N$ : número de empresas en el mercado.

Los límites del indicador están entre cero y diez mil ( $0 < HHI < 10.000$ ), cuando el indicador es cercano a cero, indica que hay un bajo nivel de concentración, mientras que un indicador de 10.000 muestra que el mercado se comporta como un monopolio. La Tabla 7 muestra los rangos de concentración fijados en la literatura económica.

Tabla 7. Rangos de concentración de un mercado según el índice HHI.

HHI	Interpretación
$0 \leq HHI \leq 1.000$	Nivel bajo de concentración
$1.000 \leq HHI \leq 1.800$	Nivel moderado de concentración
$1.800 \leq HHI$	Nivel alto de concentración

De esta manera, aquí se muestran los valores de *HHI* para algunos 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. La Figura 55 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.

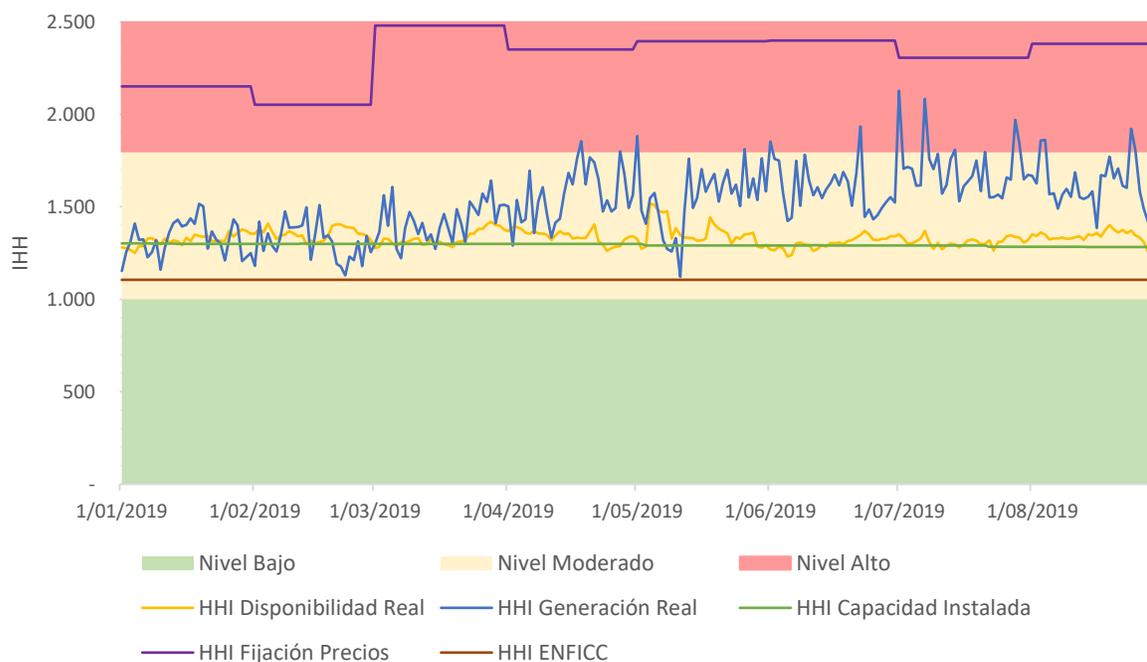


Figura 55. Evolución del HHI para mercados de generación de energía eléctrica. Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

De la Figura 55, se puede evidenciar que para dichos mercados el nivel mínimo de concentración es el moderado, asociado al mercado de energía en firme con un *HHI* de 1.105. Adicionalmente, sobresale el indicador de fijación de precios, con un valor al final del periodo de 2.480, y que durante todo el periodo se encuentra en el nivel alto de concentración. Por otro lado, el *HHI* asociado a la generación real pasa de estar en la región moderada, durante la mayor parte del periodo de análisis, al área de alta concentración al final del periodo y, en algunos días de los meses de julio y agosto de 2019. A continuación, se analiza con más detalle cada indicador.

En primer lugar se encuentra el indicador HHI para la capacidad instalada, que mide la participación de cada uno de los agentes en el mercado de capacidad instalada, considerando su portafolio de plantas de generación. Es importante mencionar que este mercado es muy estático, y se ajusta con la entrada en operación de nuevos proyectos de generación. En la Figura 56 se observan los 10 agentes con mayor participación en el mercado, donde se destacan EMGESA, EPM e ISAGEN con una participación de 20,7%, 19,9% y 17,2%, respectivamente.

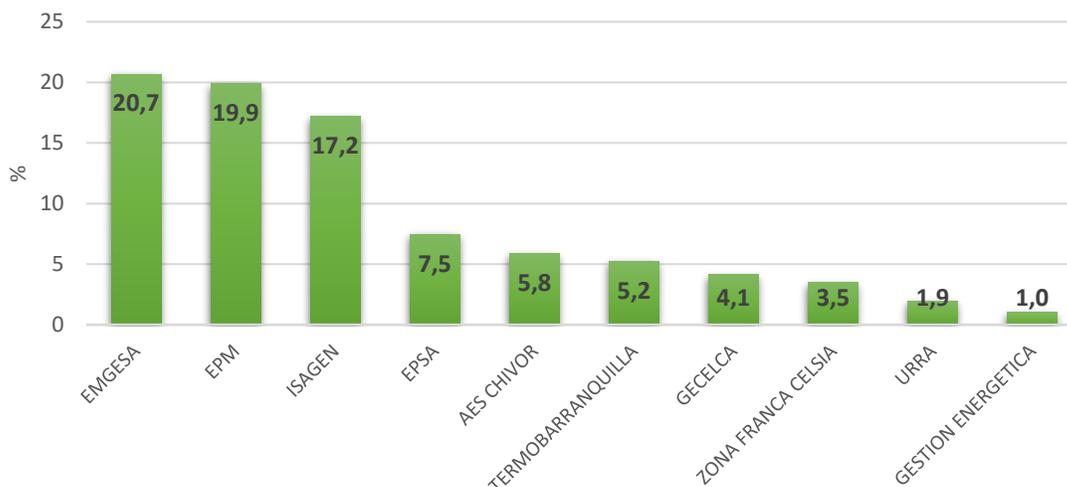


Figura 56. Participación de los agentes en la capacidad instalada. Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Estas características, y la ubicación del HHI en la región moderada, da indicios que en el mercado de capacidad existe concentración y posición de dominio por parte de algunos agentes.

En cuanto a la generación real de energía, la Figura 57 muestra la participación de cada uno de los primeros 10 agentes con mayor contribución, considerando los recursos de su portafolio. A partir de estos resultados, se observa que sobresalen nuevamente los tres agentes mencionados anteriormente (EMGESA, EPM e ISAGEN). Estos agentes representan alrededor del 60% de la generación durante el periodo de estudio.

A partir de estos comportamientos se pueden corroborar los resultados del seguimiento mostrados en la sección 2.1, pues para el primer trimestre del año aparecen en la generación agentes con plantas termoeléctricas, dada la condición de precios altos en el mercado y el decrecimiento de los embalses del sistema. Por otro lado, a partir de mayo, una vez entran en operación centrales hidroeléctricas importantes del sistema, se incrementa la participación de agentes con plantas hidroeléctricas, y cinco empresas cubren alrededor del 80% de la generación real, desplazando participación de la generación térmica, especialmente carbón.

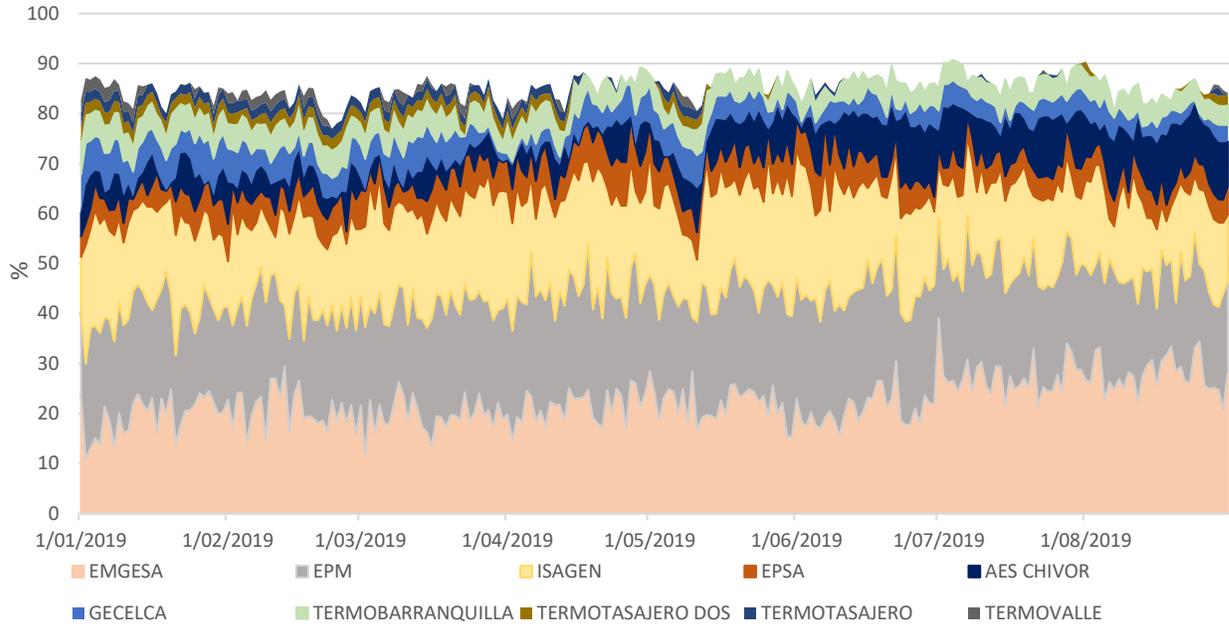


Figura 57. Participación de los agentes en la generación real. Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Frente al mercado de energía en firme, la Figura 58 muestra la participación de cada uno de los agentes en este mercado, considerando su portafolio de plantas de generación y los recursos disponibles. Se observa que la relación de los tres agentes con más participación se mantiene. No obstante, frente a los indicadores anteriores, la participación de estos disminuye, y agentes con centrales térmicas aumentan su posición, como es el caso de TERMOBARRANQUILLA, GECELCA y ZONA FRANCA CELSIA, que desplazan a EPSA y CHIVOR.

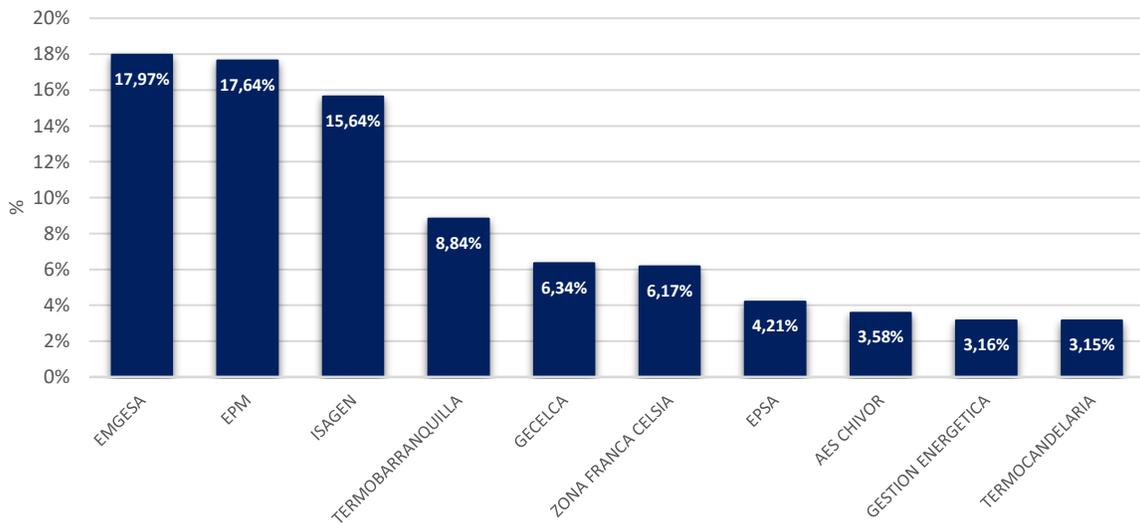


Figura 58. Participación de los agentes en la energía firme. Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

De los indicadores anteriores es posible concluir que existe una concentración entre moderada y alta en el mercado de generación, y posición dominante para algunos agentes del mercado. Es así, que en los siguientes ejercicios se revisa cuál fue el comportamiento de los agentes en cuanto a sus

ofertas de precio en el mercado. En primer lugar, se aborda la participación de los agentes en la fijación de precios del mercado 'spot' y posteriormente, las ofertas de los agentes durante el periodo enero – agosto de 2019.

En la Figura 59 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 la Figura se muestran los cinco agentes que más contribución tienen en dicho mercado.

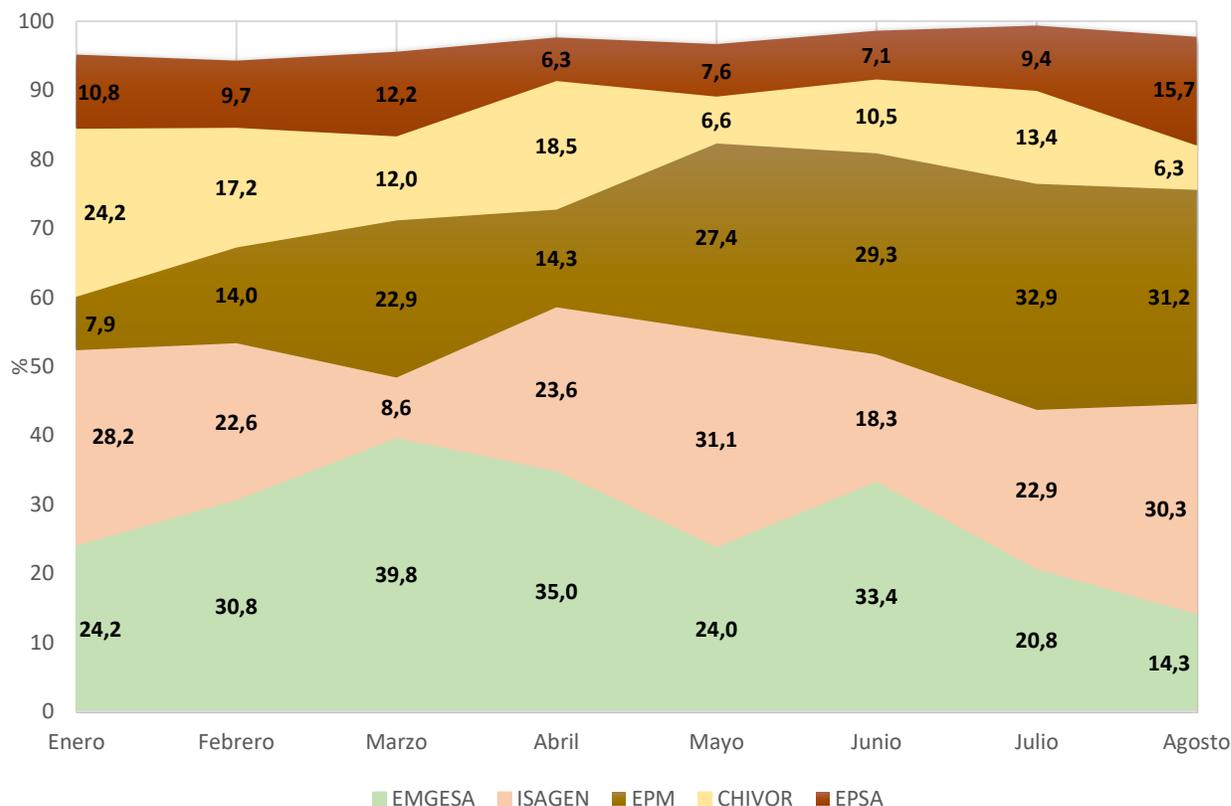


Figura 59. Participación de los agentes en la fijación de precios. Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Se observa que los agentes con mayor participación en los mercados de capacidad instalada, generación real y ENFICC, también tienen la mayor participación en la fijación de precios. Cabe resaltar que estos cinco agentes cubren más del 90% de este mercado, con una participación máxima para el mes de julio del 99,37%. El agente cuyas plantas fijaron en mayor proporción el precio de bolsa fue EMGESA, que durante los meses de febrero, marzo, abril y junio tuvo la mayor participación con un promedio de 34,75%.

Para estos agentes, se muestra la evolución de las ofertas de cada una de las plantas que hacen parte de su portafolio.

Para las plantas hidráulicas se observa que los agentes presentan un comportamiento similar en sus ofertas, es decir, para el primer trimestre los valores son altos y empiezan a descender en el mes de marzo. Por otro lado, durante los meses de junio las ofertas disminuyen, y se incrementan nuevamente entre julio y agosto. No obstante, es posible evidenciar la variabilidad en las ofertas de

los agentes durante todo el periodo, y éstas cambian de un día a otro en magnitudes significativas. 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.

Para estos agentes que participan en mayor proporción en la fijación del precio, las Figuras Figura 60 a Figura 64 muestran la evolución de las ofertas de precio de las plantas que hacen parte de sus portafolios.

En general, para las plantas hidroeléctricas se observa un comportamiento similar en sus ofertas, es decir, para el primer trimestre los valores son relativamente altos (entre 200 y 500 \$/kWh), para empezar a descender en el mes de marzo y luego experimentar un pico en el mes de mayo, estabilizándose en niveles cercanos o menores a 200 \$/kWh durante los meses de junio a agosto (con un leve aumento a finales de este mes). No obstante, es posible evidenciar la variabilidad en las ofertas de los agentes durante todo el periodo, que en algunos casos cambian significativamente de un día a otro.

Por otro lado, las ofertas de centrales térmicas, salvo algunas fluctuaciones específicas, permanecen estables durante el periodo, en gran medida de acuerdo con el costo de combustible utilizado para la operación.

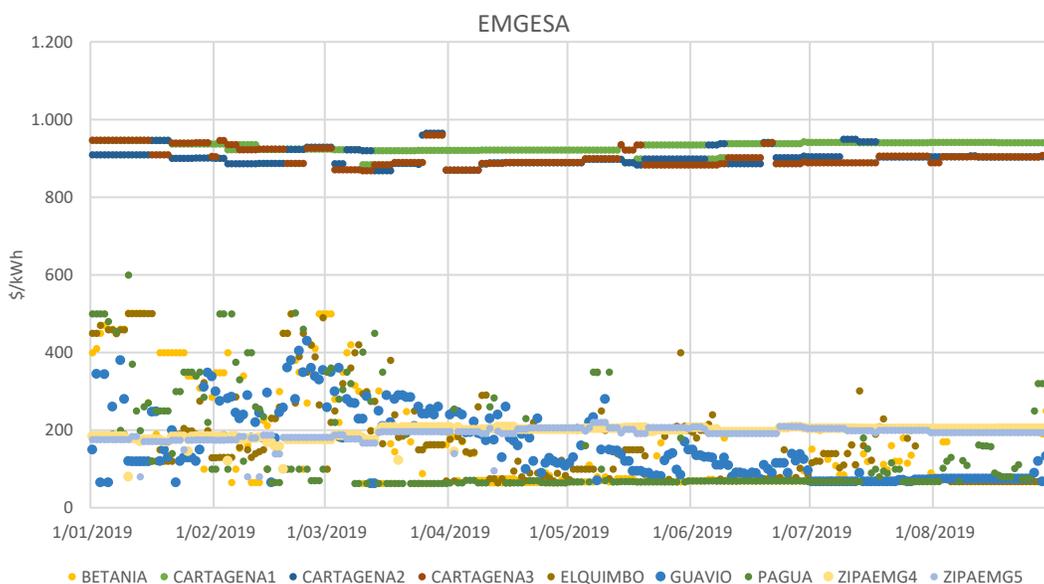


Figura 60. Evolución de ofertas de precio para el portafolio de EMGESA. Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

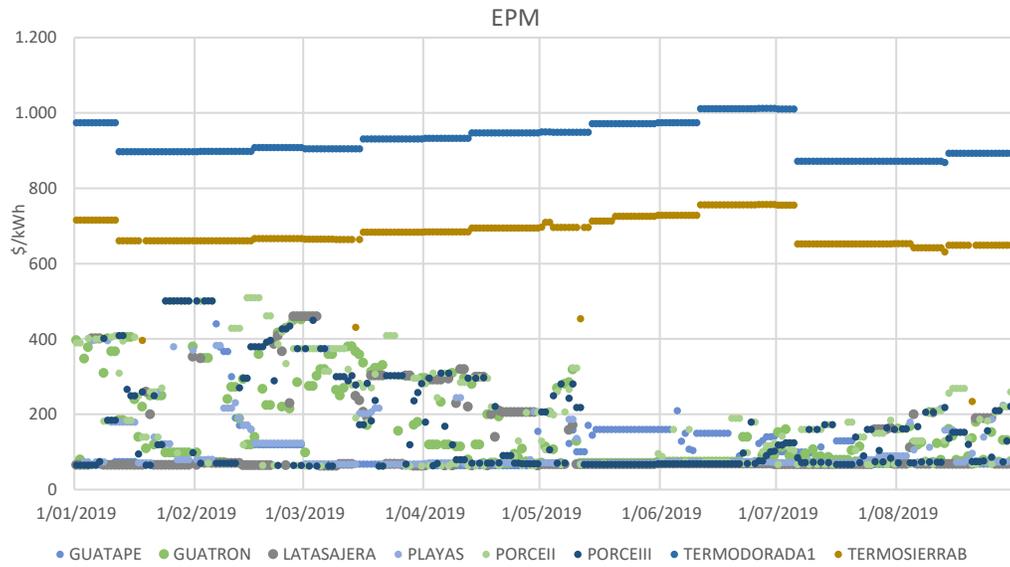


Figura 61. Evolución de ofertas de precio para el portafolio de EPM. Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

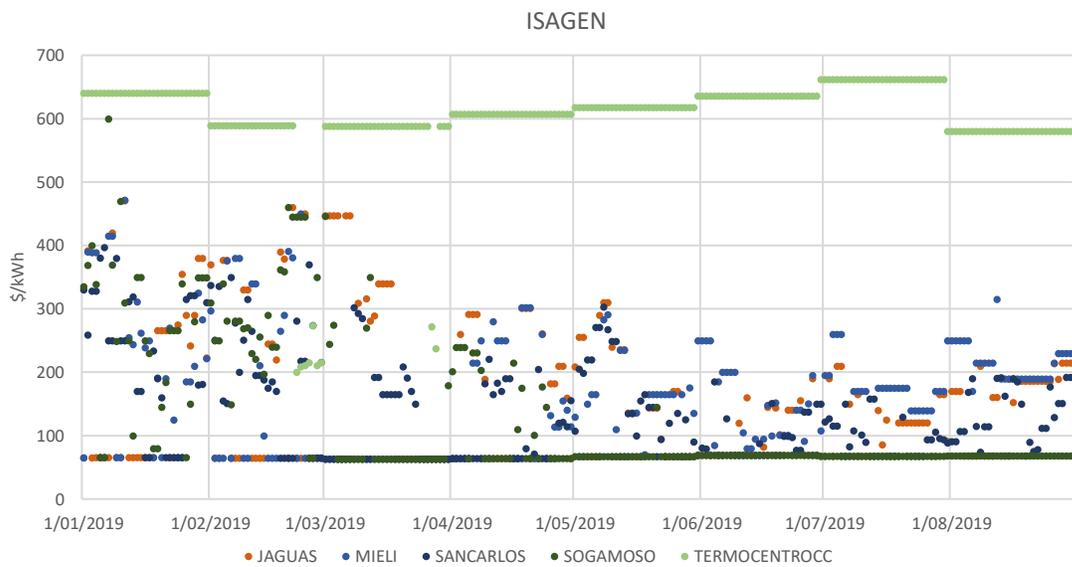


Figura 62. Evolución de ofertas de precio para el portafolio de ISAGEN. Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

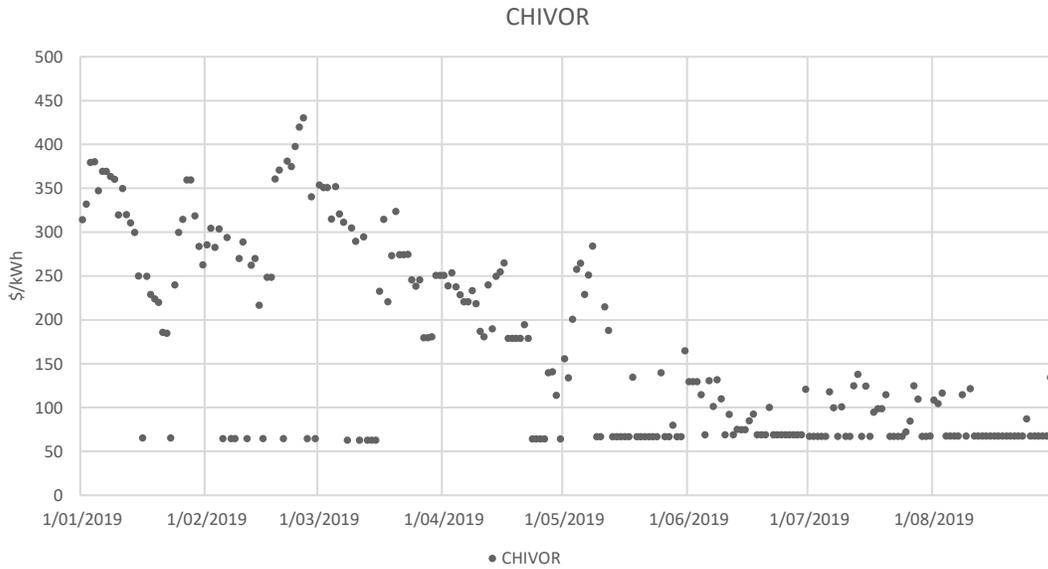


Figura 63. Evolución ofertas de precio para el portafolio de CHIVOR. Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

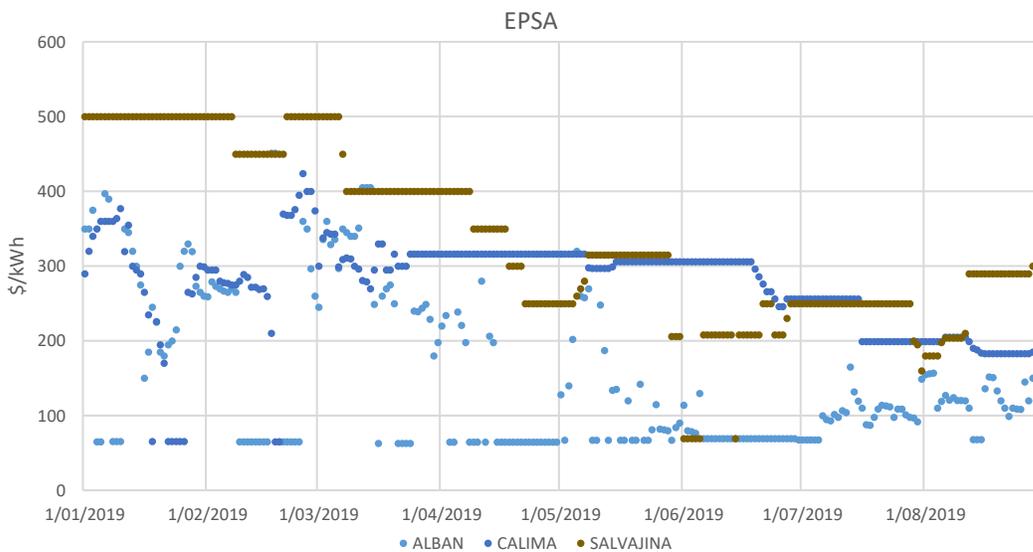


Figura 64. Evolución ofertas de precio para el portafolio de EPSA. Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

En las Tablas Tabla 8 a Tabla 12 se muestran las estadísticas descriptivas de las ofertas de precios 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 8), los valores de oferta de las centrales hidroeléctricas oscilan entre 63 \$/kWh y 600 \$/kWh. La menor desviación estándar de las plantas hidroeléctricas corresponde a 106,3 \$/kWh (Chivor), y la mayor a 150,1 \$/kWh (Betania). Los valores máximos para dichas plantas

están alrededor de 500 \$/kWh. Por otro lado, es posible evidenciar que para las plantas térmicas la media, la mediana y la moda están muy cercanos.

Tabla 8. Estadísticas descriptivas ofertas EMGESA en \$/kWh.

Central	Media	Mediana	Moda	Desv. Est.	Mínimo	Máximo
BETANIA	195,2	121,5	68,0	150,1	63,0	550,0
CARTAGENA1	932,5	937,9	922,2	12,8	883,9	947,6
CARTAGENA2	905,2	904,1	889,0	19,7	868,7	965,6
CARTAGENA3	903,6	900,0	905,0	22,0	868,7	960,6
ELQUIMBO	163,2	120,0	68,0	123,0	64,4	500,3
GUAVIO	180,4	139,7	67,6	106,3	63,0	460,0
PAGUA	150,4	72,6	69,4	128,2	63,0	600,0
ZIPAEMG2	190,7	190,9	205,1	14,0	80,0	220,0
ZIPAEMG3	196,1	197,7	197,1	12,4	133,5	212,7
ZIPAEMG4	196,7	203,8	202,1	16,5	80,0	211,4
ZIPAEMG5	191,9	194,2	200,7	18,1	80,0	220,0

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Para EPM (Tabla 9) se observa un comportamiento similar al de EMGESA, con unas desviaciones ligeramente menores. La menor desviación estándar de las plantas hidroeléctricas la tiene GUATAPE con 88,67 \$/kWh y la mayor es PORCE II con un valor de 144,36\$/kWh. Por otro lado, las plantas térmicas si bien son estables en sus ofertas, presentan una desviación estándar alta de 40,58\$/kWh para TERMODORADA y 57,60\$/kWh para TERMOSIERRA. Las ofertas de las hidráulicas presentaron valores máximos de 531 \$/kWh tanto para GUATAPE como para GUATRON.

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

Central	Media	Mediana	Moda	Desv. Est.	Mínimo	Máximo
GUATAPE	117,27	72,57	68,00	88,67	63,01	531,00
GUATRON	180,13	120,00	71,05	120,98	68,01	531,00
LATASAJERA	151,14	69,42	69,42	131,55	63,01	521,00
PLAYAS	118,39	74,22	74,22	81,38	66,00	519,00
PORCEII	213,27	182,00	67,05	144,36	63,01	510,00
PORCEIII	184,46	125,00	69,42	134,61	63,01	505,00
TERMODORADA1	925,20	905,83	898,12	40,84	868,84	1,012,44
TERMOSIERRAB	675,38	665,16	661,05	57,60	234,88	757,37

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

En el caso de ISAGEN (Tabla 10) la menor desviación la presenta la central SAN CARLOS con un valor de 99 \$/kWh, mientras que las otras centrales hidráulicas estuvieron alrededor de 120 \$/kWh. Caber resaltar que la mayor oferta para este portafolio es de SOGAMOSO con un valor de 600 \$/kWh. Respecto a TERMOCENTRO, ésta también presenta una alta desviación estándar, con un valor de 72,25 \$/kWh.

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

Central	Media	Mediana	Moda	Desv. Est.	Mínimo	Máximo
JAGUAS	162,90	84,05	69,42	123,58	63,01	497,50
MIELI	193,39	175,00	63,01	127,54	63,01	540,00
SANCARLOS	158,77	135,05	64,42	99,57	63,01	496,00
SOGAMOSO	142,15	69,42	67,62	125,27	63,01	600,00
TERMOCENTROCC	600,22	607,23	640,62	72,25	200,35	661,84

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

En cuanto a CHIVOR (Tabla 11), la variación de las ofertas está en 112.37\$/kWh, con un valor de promedio de 174,27\$/kWh.

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

Central	Media	Mediana	Moda	Desv. Est.	Mínimo	Máximo
CHIVOR	174.27	130.00	68.00	112.37	63.01	430.70

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

A diferencia de los demás portafolios hidroeléctricos, para EPSA (Tabla 12) la moda de las ofertas es relativamente alta, con valores de 316 \$/kWh y 500\$/kWh para las plantas CALIMA y SALVAJINA, respectivamente, con una oferta máxima de 560\$/kWh. Las desviaciones están en un rango similar al de los demás agentes.

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

Central	Media	Mediana	Moda	Desv. Est.	Mínimo	Máximo
ALBAN	159.17	110.00	69.42	106.68	63.01	451.00
CALIMA	287.84	300.00	316.00	85.03	64.97	560.00
SALVAJINA	352.58	315.00	500.00	115.60	69.42	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, lo cual requiere un análisis adicional que permita evidenciar por ejemplo comportamientos estratégicos de parte de dichos agentes.

### 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, las ofertas de precio de los agentes deberían reflejar sus costos marginales. Es decir, las plantas térmicas ofertarían sus costos variables (combustible, lubricantes, etc.), mientras que las plantas hidroeléctricas ofertarían el costo marginal del agua embalsada. El costo marginal del agua se asocia con el nivel del embalse, las precipitaciones o aportes de agua con el pronóstico de lluvias, entre otros. Es decir, 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 variaran drásticamente en el corto plazo (i.e., día a día), a menos que se presentaran condiciones críticas imprevisibles.

Con el fin de dar señales sobre el comportamiento observado de los agentes generadores en el mercado eléctrico, a continuación se presenta un análisis de las ofertas presentadas por estos agentes en el mercado, tanto para recursos térmicos como hídricos.

### 3.1.2.1. Casos teóricos del comportamiento de las ofertas de distintos agentes generadores

Como parte de este análisis, en primer lugar, se plantean cinco casos teóricos que sirven para clasificar algunos de los posibles comportamientos de los agentes generadores al momento de realizar sus ofertas de precio en el mercado. Considérese tres plantas de generación que presentan ofertas de precio (normalizadas a 1) junto con una disponibilidad en potencia que permanece estable durante el periodo analizado. Se asume que el precio de cierre corresponde al precio más alto ofertado por los tres generadores. Además, se asume que la disponibilidad ofertada es igual en los tres casos para simplificar el análisis. El comportamiento de cada uno de los generadores en cuanto a los precios ofertados se compara con el comportamiento promedio de los tres generadores agrupados, y se obtienen estadísticas descriptivas (media, desviación estándar y coeficiente de variación) de los precios ofertados.

- **Caso 1:** se tiene un comportamiento teórico en el que las ofertas de precio de los generadores no cambian con el tiempo (día a día, en este caso un periodo de 10 días), tal como se muestra en la Figura 65.

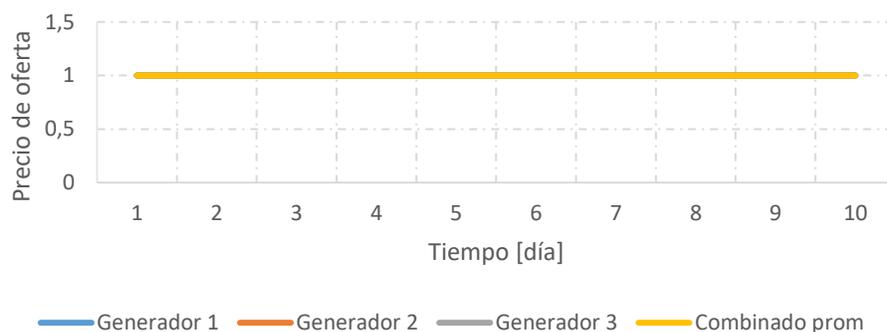


Figura 65. Ofertas de los generadores para el caso teórico 1. Fuente: elaboración propia.

La Tabla 13 muestra las estadísticas de las ofertas para cada uno de los generadores y de su combinación en el caso 1. Dado que las ofertas de los generadores no cambian durante todo el periodo, la desviación es igual a cero, mientras que su promedio se mantiene en el valor normalizado. Como todos los generadores se comportan de la misma forma, las estadísticas del caso combinado promedio tienen el mismo comportamiento. Adicionalmente, se muestra la proporción entre la desviación estándar y el promedio (coeficiente de variación) de las ofertas, que en este caso es de 0%.

Tabla 13. Estadísticas descriptivas de cada generador y la combinación en el caso 1.

Generador	Promedio ofertas	Desviación ofertas	Coefficiente variación
Generador 1	1	0	0%
Generador 2	1	0	0%
Generador 3	1	0	0%
Combinado prom.	1	0	0%

Fuente: elaboración propia.

- **Caso 2:** se tiene una variación aleatoria de  $\pm 10\%$  del valor normalizado en las ofertas de precio de los generadores (día a día, en este caso un periodo de 10 días), tal como se presenta en la Figura 66.

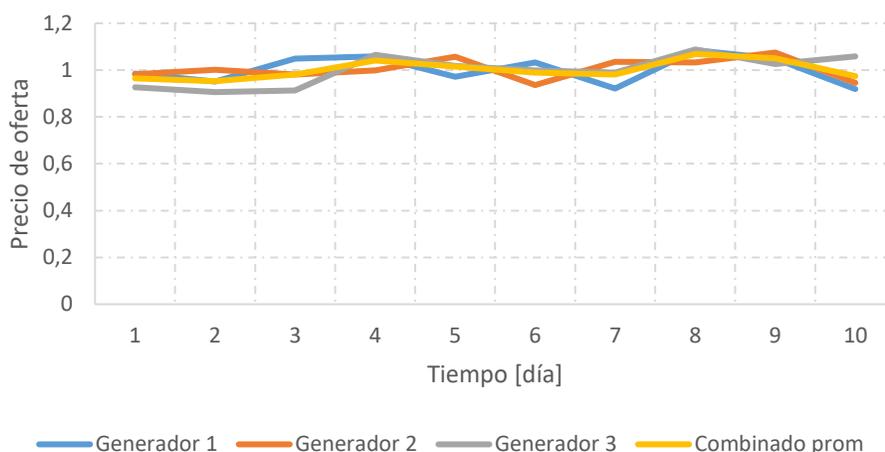


Figura 66. Ofertas de los generadores para el caso teórico 2. Fuente: elaboración propia.

La Tabla 14 muestra las estadísticas de las ofertas para cada uno de los generadores y de su combinación en el caso 2. Dado que las ofertas de los generadores solo tienen una pequeña variación porcentual respecto a su valor medio, la desviación es cercana a cero, mientras que su promedio se mantiene muy cerca al valor normalizado. En el combinado las desviaciones de los generadores se pueden compensar un poco entre sí, por esta razón, tiene una menor desviación, y su coeficiente de variación es el menor de todos los casos. Se puede notar también que la diferencia entre los promedios, las desviaciones, y la proporción desviación/promedio no son muy distantes entre sí. Este caso representa un comportamiento más cercano a un escenario real en el que las ofertas de los generadores no cambian fuertemente en el corto plazo, pero que si presentan variaciones.

Tabla 14. Estadísticas descriptivas de cada generador y la combinación en el caso 2.

Generador	Promedio ofertas	Desviación ofertas	Coefficiente variación
Generador 1	1,002	0,060	6,0%
Generador 2	1,004	0,046	4,6%
Generador 3	0,999	0,065	6,5%
Combinado prom.	1,002	0,040	3,9%

Fuente: elaboración propia.

- **Caso 3:** se tiene que los generadores 2 y 3 se comportan igual que en el caso 2, mientras que el generador 1 alterna su oferta entre un valor mínimo de cero y el valor máximo normalizado. Así mismo, se observa que el combinado promedio tiene una variación correspondiente a los cambios en la oferta del generador 1. Las ofertas se muestran en la Figura 67.

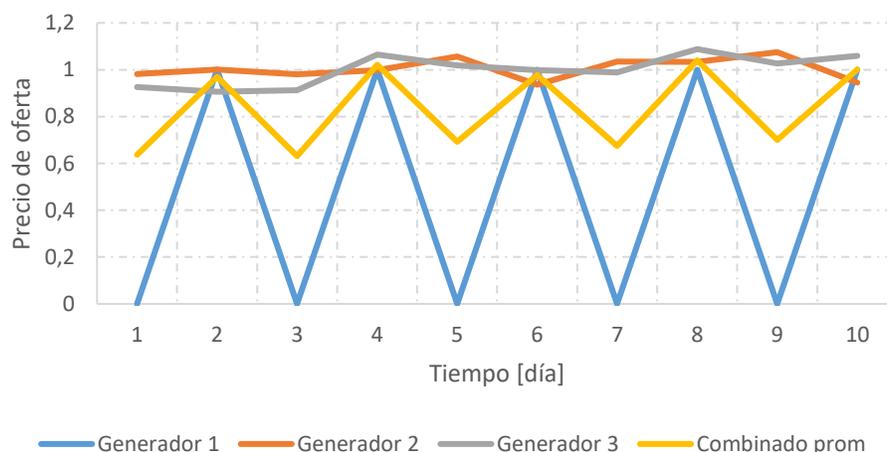


Figura 67. Ofertas de los generadores para el caso teórico 3. Fuente: elaboración propia.

La Tabla 15 muestra las estadísticas de las ofertas para cada uno de los generadores y de su combinación en el caso 3. Como era de esperarse, la desviación más grande de precios de oferta (0,527) se presenta en el generador 1, mientras que los generadores 2 y 3 mantienen una desviación muy pequeña. El cambio de las ofertas en el generador 1 impacta el comportamiento combinado y hace que la desviación agregada sea de 0,179. En cuanto al coeficiente de variación, éste tiene un valor que supera el 100% en el generador 1, siendo cinco veces más grande que en el caso combinado. Cuando un único generador presenta grandes variaciones en su oferta, que no necesariamente están asociadas con un cambio drástico en sus costos marginales, podría suponer que está asociado con comportamientos estratégicos. Para este caso específico, las ofertas del generador 1 no tendrían relación con las de los generadores 2 y 3, no obstante, se podrían presentar comportamientos complementarios con otros generadores que no pertenezcan a la propiedad del agente. Cuando un generador presenta grandes variaciones en sus ofertas podría buscar salir despachado (oferta baja) o fijar un precio alto (oferta alta). Este es un comportamiento que se presenta en mercados no competitivos, en los que las ofertas de los generadores no están necesariamente relacionadas con sus costos marginales y la variación de las ofertas es mayor a la variación de sus costos.

Tabla 15. Estadísticas descriptivas de cada generador y la combinación en el caso 3.

Generador	Promedio ofertas	Desviación ofertas	Coefficiente variación
Generador 1	0,500	0,527	105,4%
Generador 2	1,004	0,046	4,6%
Generador 3	0,999	0,065	6,5%
Combinado prom.	0,834	0,179	21,5%

Fuente: elaboración propia.

- **Caso 4:** se tiene que el generador 3 mantiene un comportamiento con pequeñas variaciones, como en el caso 2, mientras que los generadores 1 y 2 varían su oferta entre un valor mínimo de cero y el valor máximo normalizado, como en el caso 3. Nótese en la Figura 68 que los generadores 1 y 2 tienen comportamientos complementarios, i.e., cuando la oferta del generador 1 es baja la oferta del generador 2 es alta y viceversa.

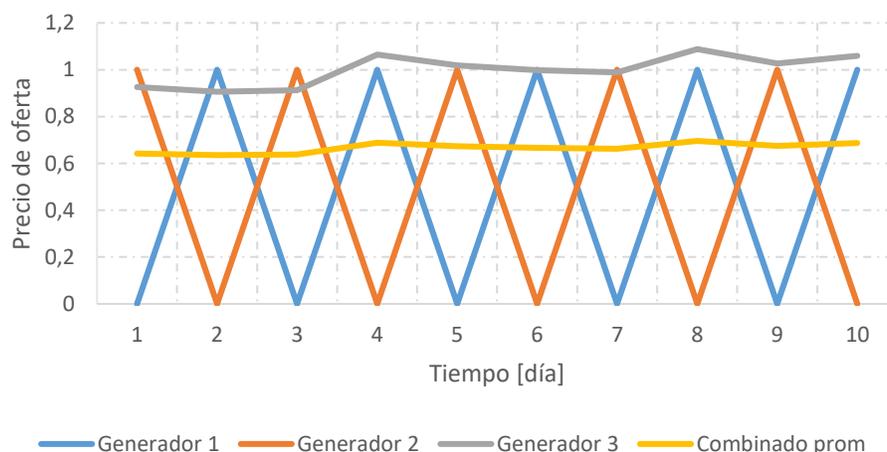


Figura 68. Ofertas de los generadores para el caso teórico 4. Fuente: elaboración propia.

La Tabla 16 muestra las estadísticas de las ofertas para cada uno de los generadores y de su combinación en el caso 4. Como era de esperarse, la desviación más grande de oferta (0,527) se presenta en los generadores 1 y 2, mientras que el generador 3 mantiene una desviación muy pequeña. Sin embargo, dado que el comportamiento de los generadores 1 y 2 es complementario, la desviación del comportamiento agregado es muy pequeña (0,022). En cuanto al coeficiente de variación, éste tiene un valor que supera el 100% en los generadores 1 y 2, siendo 30 veces más grande que en el caso combinado. Cuando se presenta este tipo de comportamiento podría obedecer a que los dos generadores (1 y 2) actúan de forma estratégica, y el entorno del mercado no competitivo no les obliga a ofertar sus costos marginales. Es decir, cuando uno de estos dos generadores eleva su oferta podría buscar aumentar el precio de la energía, mientras que el otro bajaría su oferta para asegurarse que va a ser despachado, pero en el comportamiento agregado su renta permanece estable (desviación de combinado prom). Nuevamente, este podría ser un comportamiento estratégico que se presenta en mercados no competitivos, en los que las ofertas de los generadores no están necesariamente relacionadas con sus costos marginales y la variación de las ofertas es mayor a la variación de sus costos. Para identificar estos comportamientos se puede estudiar el coeficiente de variación individual y agregado. El coeficiente de variación agregado será bajo en comparación con el coeficiente de variación individual.

Tabla 16. Estadísticas descriptivas de cada generador y la combinación en el caso 4.

Generador	Promedio ofertas	Desviación ofertas	Coefficiente variación
Generador 1	0,500	0,527	105,4%
Generador 2	0,500	0,527	105,4%
Generador 3	0,999	0,065	6,5%
Combinado prom.	0,666	0,022	3,3%

Fuente: elaboración propia.

- **Caso 5:** se tiene que los tres generadores presentan cambios drásticos en sus ofertas. Los generadores 1 y 2 se comportan complementariamente, variando sus ofertas entre un valor mínimo y el máximo normalizado. El generador 3 varía su oferta también entre estos valores, pero el cambio es menos drástico entre periodos, tal como se muestra en la Figura 69.

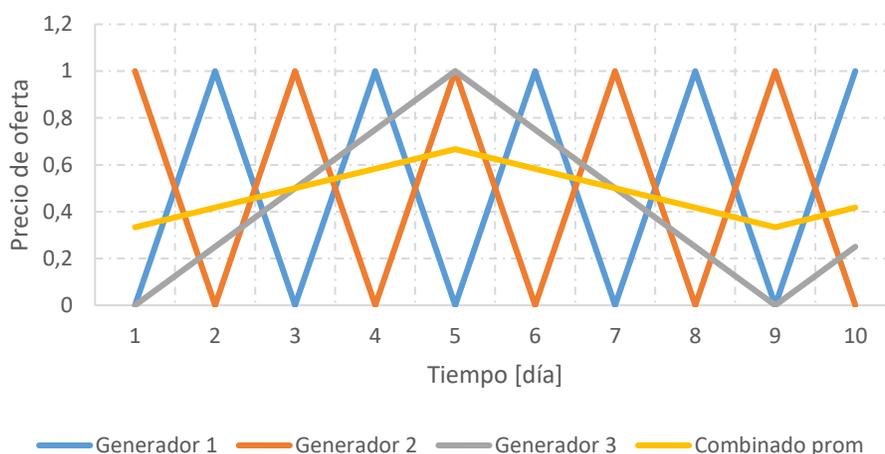


Figura 69. Ofertas de los generadores para el caso teórico 5. Fuente: elaboración propia.

La Tabla 17 muestra las estadísticas de las ofertas para cada uno de los generadores y de su combinación en el caso 5. Los tres generadores presentan una alta desviación, pero la desviación del comportamiento agregado es la menor. Cuando este tipo de comportamiento se da, la variación individual de los generadores será alta, pero en el agregado será relativamente baja. En este caso en particular, el coeficiente de variación individual de los generadores es alto (superior a 78%), mientras que en el caso agregado es al menos 3 veces inferior (23.5%). Al igual que en el caso 4, cuando se presenta este tipo de comportamiento podría obedecer a que los generadores del agente actúan de forma estratégica, y el entorno del mercado no competitivo no les obliga a ofertar sus costos marginales. Es decir, uno de estos generadores buscaría poner un precio alto mientras que los otros garantizarían ser despachados. La complementariedad en la variación de las ofertas podría obedecer a un turno de roles (poner precio o ser despachado en su totalidad) en los que se tiene en cuenta la disponibilidad del recurso que se utiliza en la generación. Al igual que en los casos 3 y 4, el caso 5 mostraría un comportamiento estratégico, ya que las ofertas de los generadores no reflejan sus costos marginales.

Tabla 17. Estadísticas descriptivas de cada generador y la combinación en el caso 5.

Generador	Promedio ofertas	Desviación ofertas	Coficiente variación
Generador 1	0,500	0,527	105,4%
Generador 2	0,500	0,527	105,4%
Generador 3	0,425	0,334	78,7%
Combinado prom.	0,475	0,111	23,5%

Fuente: elaboración propia.

En resumen, a partir de los casos hipotéticos planteados, se puede ilustrar que las estadísticas descriptivas brindan señales de la posible ocurrencia de comportamientos estratégicos de los agentes generadores. Estos comportamientos estratégicos podrían darse no sólo entre los generadores de un mismo agente, sino entre generadores de distintos agentes. Este último caso se expone más adelante en la siguiente sección de indicadores de agentes pivotaes. A continuación, se presentan casos de análisis específicos basados en las ofertas realizadas por agentes del mercado eléctrico colombiano, como se presentó en la sección 3.1.1.

### 3.1.2.2. Análisis de casos basados en ofertas de agentes del MEM

En esta sección se muestra el análisis de distintos casos del mercado eléctrico colombiano, que ilustran algunos de los casos descritos en la sección anterior. Para este fin, se tomó una muestra de las ofertas de los agentes generadores, la disponibilidad de potencia, y el precio de bolsa 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. 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. Nótese que las rentas inframarginales se calculan 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 que el precio de oferta sea mayor al de bolsa, el generador no sería despachado y no tendría renta inframarginal asociada.

- **Caso 1:** se analiza el comportamiento de una sola planta térmica considerando sus ofertas de precio y sus rentas inframarginales. Usualmente, las plantas térmicas no son despachadas por mérito pues su precio de oferta suele estar por encima del precio de bolsa, por lo que las rentas inframarginales son cero en la mayoría de los periodos. En la Figura 70 se observa el comportamiento de las rentas para la planta bajo análisis durante el periodo analizado.

El comportamiento mostrado en la Figura 70 presenta las estadísticas de la Tabla 18. El coeficiente de variación en este caso es significativamente alto (461%), lo cual podría ser una señal de posible comportamiento estratégico. Sin embargo, en los generadores térmicos este coeficiente es alto debido a que el promedio de su renta inframarginal es muy cercano a cero. Este caso permite evidenciar que se debe tener cuidado al momento de utilizar el coeficiente de variación como indicador de posibles comportamientos estratégicos.

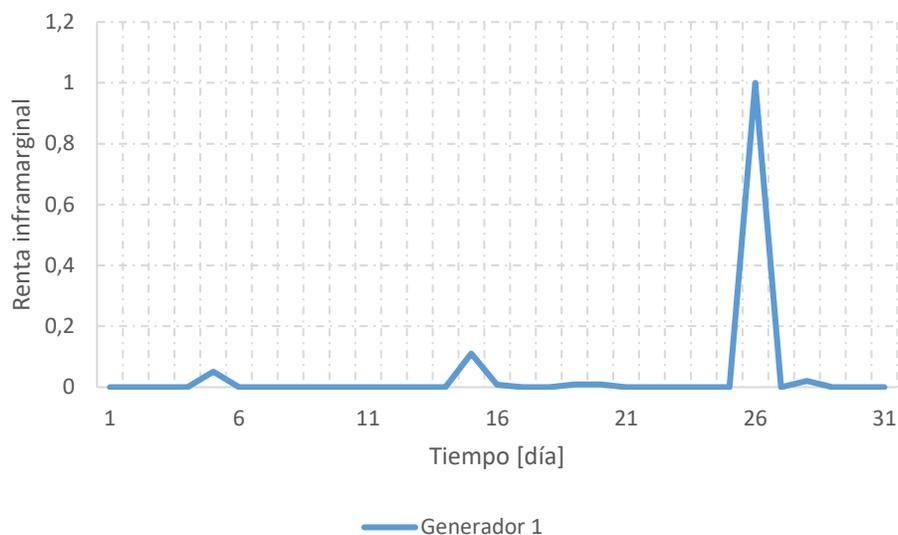


Figura 70. Comportamiento de la renta inframarginal del generador térmico para el caso real 1. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

Tabla 18. Estadísticas descriptivas de la renta inframarginal del generador térmico para el caso real 1.

Generador	Promedio renta	Desviación renta	Coefficiente variación
Generador 1	0,039	0,180	461%

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Por otro lado, la Figura 71 muestra el comportamiento del precio ofertado por el generador térmico en contraste con el precio de bolsa. Como se mencionó anteriormente, se puede observar que el precio del generador térmico suele estar por encima del precio de bolsa; sin embargo, hay unos cortos periodos en los que el precio de bolsa está por encima del precio de oferta del generador, y la renta inframarginal es superior a cero (Figura 70). Así mismo, se puede observar que en general el precio ofertado se mantiene constante y no tiene variaciones significativas en el corto plazo. No obstante, hay una reducción de precio en el día 26, que puede deberse por ejemplo a la consecución de un combustible económico o de alguna situación en la que la planta térmica necesitara ser despachada. Este primer caso muestra un comportamiento estándar en la mayoría de las plantas térmicas.

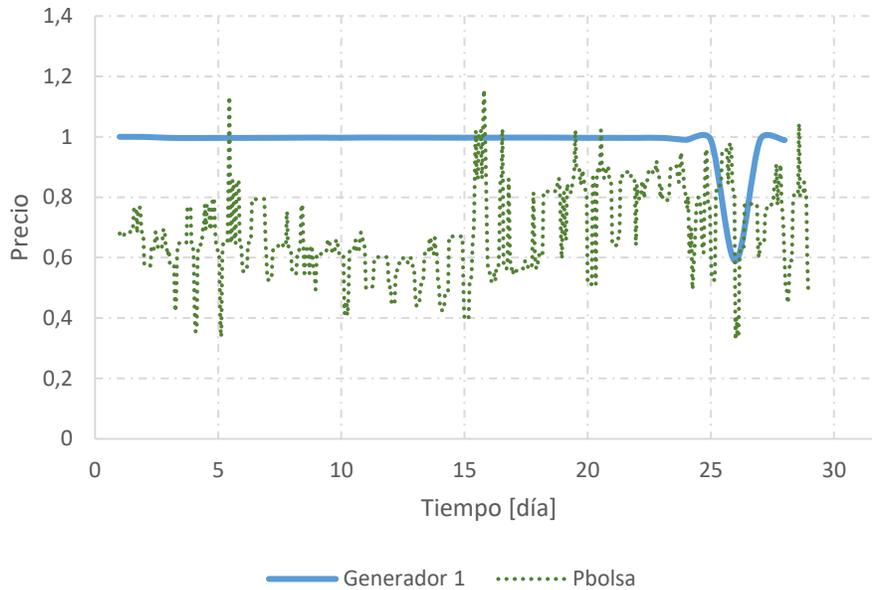


Figura 71. Comparación de precio de oferta del generador térmico y el precio de bolsa para el caso real 1. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

- Caso 2:** se analiza el comportamiento de una sola planta hidroeléctrica, considerando sus ofertas de precio y sus rentas inframarginales. A diferencia de las plantas térmicas, las plantas hidroeléctricas son despachadas por mérito en la mayor parte del tiempo, pues su precio de oferta suele estar por debajo del precio de bolsa. Por lo anterior, las rentas inframarginales son mayores a cero en todos los periodos analizados (Figura 72).

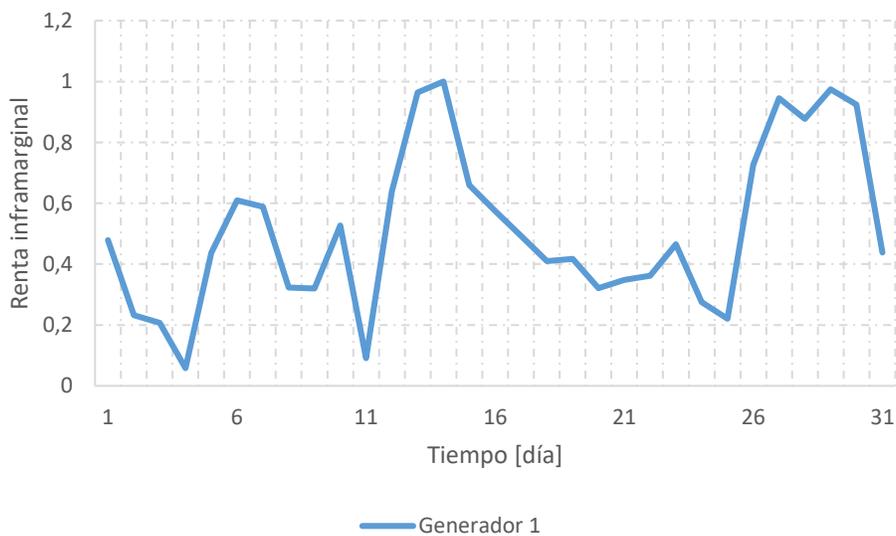


Figura 72. Comportamiento de la renta inframarginal del generador hidroeléctrico para el caso real 2. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

El comportamiento mostrado en la Figura 72 presenta las estadísticas de la Tabla 19. El coeficiente de variación en este caso es de 52%, y por lo tanto indica que hay variaciones en la renta pero que no son necesariamente altas (coeficiente cercano al 50%). Este caso

permite ilustrar que la variación en la renta se puede afectar también por la volatilidad del precio de bolsa y no únicamente por la variación de la oferta propia.

Tabla 19. Estadísticas descriptivas de la renta inframarginal del generador hidroeléctrico para el caso real 2.

Generador	Promedio renta	Desviación renta	Coefficiente variación
Generador 1	0,513	0,267	52%

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Por otro lado, la Figura 73 muestra el comportamiento del precio ofertado por el generador hidráulico en contraste con el precio de bolsa. Como se observa, el precio ofertado por el generador hidroeléctrico se encuentra la mayor parte del tiempo por debajo del precio de bolsa y por lo tanto es despachado por mérito. Así mismo, se puede ver que en general el precio ofertado no tiene variaciones significativas en el corto plazo. Este caso ilustra un comportamiento estándar en las ofertas de precio en plantas hidroeléctricas, teniendo en cuenta que la capacidad de embalse provee estabilidad en el corto plazo.

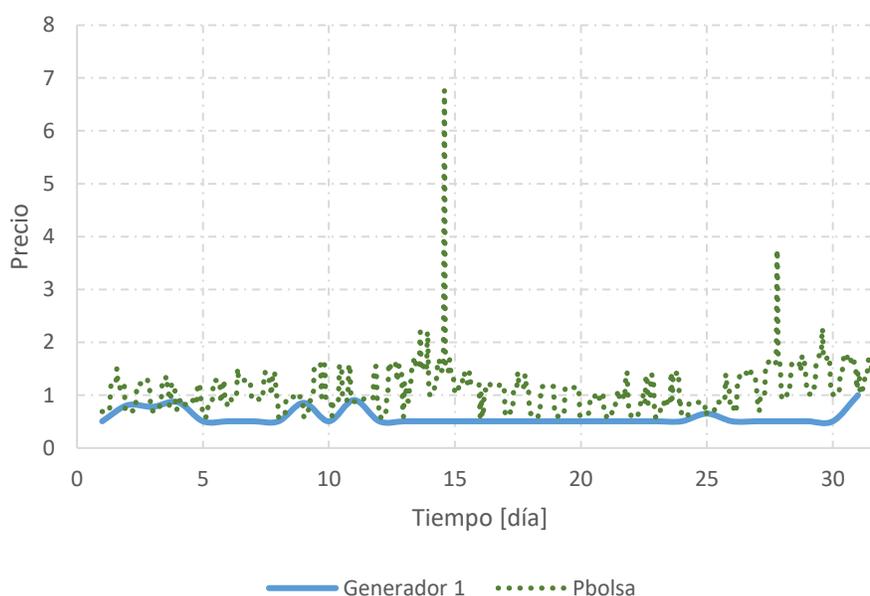


Figura 73. Comparación de precio de oferta del generador hidroeléctrico y el precio de bolsa para el caso real 2. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

- **Caso 3:** este caso presenta el comportamiento de dos generadores hidroeléctricos que pertenecen a un mismo agente (Figura 74). El generador 1 muestra un comportamiento decreciente en sus rentas y con poca variación periodo a periodo, mientras que el generador 2 tiene rentas inframarginales entre 0.5 y 1, con unos cuantos puntos mínimos específicos. Las dos curvas parecen tener la misma tendencia a excepción de los puntos mínimos.

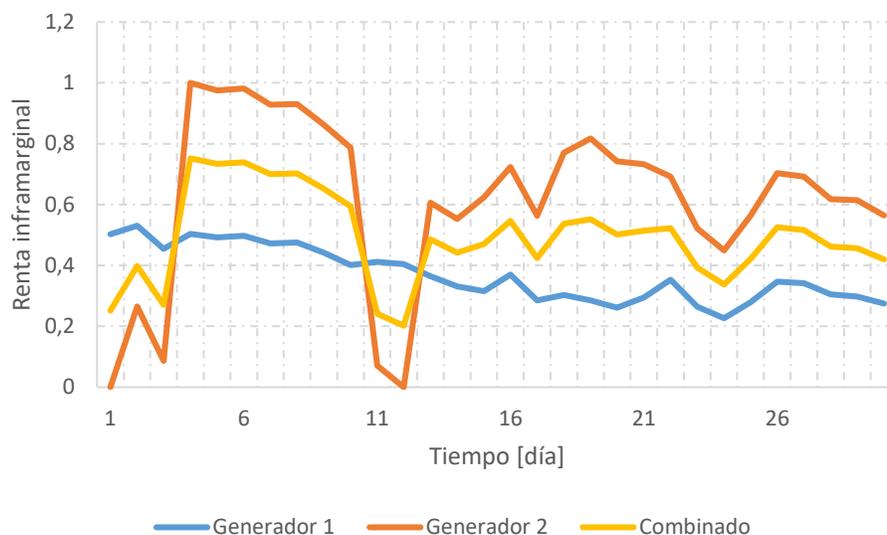


Figura 74. Comportamiento de la renta inframarginal con dos generadores hidroeléctricos para el caso real 3. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

La Tabla 20 muestra las estadísticas de las rentas inframarginales para cada generador y para su combinación. El coeficiente de variación para el generador 1 es 24% y para el generador 2 es 46%. Por separado, el comportamiento de la renta inframarginal de estos generadores no tiene variaciones significativas (son menores al 50%) y por lo tanto no parecerían tener comportamientos estratégicos de acuerdo con los casos teóricos estudiados al comienzo de la sección. Adicionalmente, el comportamiento combinado de los dos generadores presenta una variación que tiene el mismo orden magnitud de los comportamientos individuales.

Tabla 20. Estadísticas descriptivas de la renta inframarginal con dos generadores hidroeléctricos para el caso real 3.

Generador	Promedio renta	Desviación renta	Coficiente variación
Generador 1	0,370	0,089	24%
Generador 2	0,615	0,283	46%
Combinado prom	0,492	0,148	30%

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Por otro lado, la Figura 75 muestra el comportamiento del precio ofertado por los dos generadores hidráulicos en contraste con el precio de bolsa. Se observa que el precio ofertado por los dos generadores se mantiene alrededor de 0.14, pero con unos aumentos de oferta del generador 2 que lo sacan del despacho económico al superar el precio de bolsa. Este caso muestra un comportamiento asociado a dos plantas hidroeléctricas, en donde la variación del precio ofertado es mínima por la existencia de embalse. Así mismo, se resalta el hecho de que los precios ofertados se encuentran por debajo del precio de bolsa la mayor parte del tiempo, siendo despachadas por mérito. En este caso, el comportamiento de las ofertas de precio de las plantas no se consideraría como estratégico.



Figura 75. Comparación de precio de oferta con dos generadores hidroeléctricos y el precio de bolsa para el caso real 3. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

- Caso 4:** se presenta el caso de tres generadores hídricos que pertenecen al mismo agente; la Figura 76 muestra las curvas de renta inframarginal para cada uno de ellos y su combinación, se puede apreciar que hay grandes variaciones en la renta inframarginal individual. Así mismo, se observa que los picos de renta no son coincidentes y varían entre 0 y 1. Este comportamiento es similar al mostrado en los casos teóricos 4 y 5, en los que se podrían presentar comportamientos estratégicos.

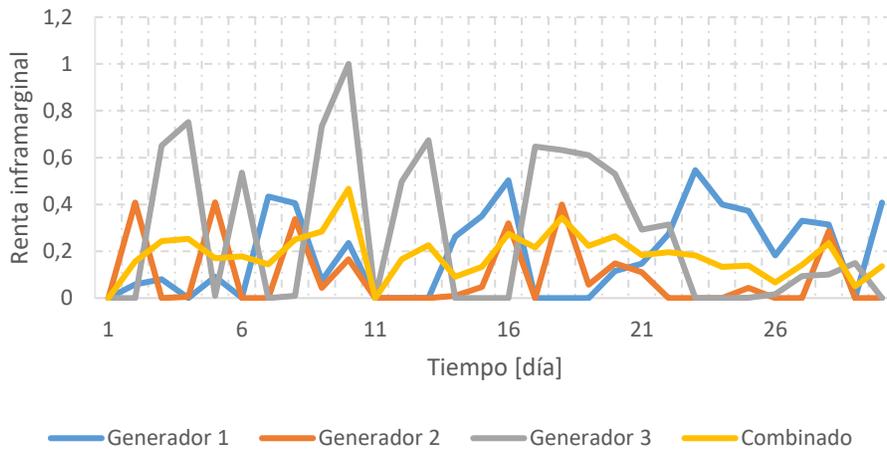


Figura 76. Comportamiento de la renta inframarginal con tres generadores hidroeléctricos para el caso real 4. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

La Tabla 21 muestra las estadísticas de las rentas inframarginales de los generadores hidroeléctricos analizados, y se puede observar que individualmente tienen un coeficiente de variación significativamente alto (cercano o por encima de 100%). Por otro lado, el coeficiente de variación combinado promedio se reduce a niveles normales (cercano a 50%). Los datos descritos podrían señalar posibles comportamientos estratégicos entre los tres

generadores ya que individualmente son muy variables sus rentas, pero en el comportamiento agregado tienden a ser estables.

Tabla 21. Estadísticas descriptivas de la renta inframarginal con tres generadores hidroeléctricos para el caso real 4.

Generador	Promedio renta	Desviación renta	Coefficiente variación
Generador 1	0,186	0,181	97%
Generador 2	0,093	0,144	155%
Generador 3	0,275	0,319	116%
Combinado prom	0,185	0,097	52%

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

La Figura 77 muestra el comportamiento de las ofertas de precio de los generadores comparadas con el precio de bolsa. Se puede observar que las ofertas son altamente complementarias, es decir, cuando un generador baja su precio otro generador lo sube. Además, se presentan cambios repetitivos entre el valor mínimo y máximo de oferta en un corto periodo de tiempo. Por ejemplo, entre los días 1 y 10 el generador 2 conmuta 6 veces. Estos cambios repetitivos no necesariamente están relacionados con el almacenamiento de agua en embalse o con los aportes hídricos al mismo, a diferencia, por ejemplo, del comportamiento evidenciado en el caso anterior (Figura 75), y podrían reflejar un comportamiento estratégico con el de mantener un nivel de precios o rentas. Es decir, se presenta el intercambio de roles entre generador con alta probabilidad de ser despachado por mérito y generador con posibilidad de fijar el precio.

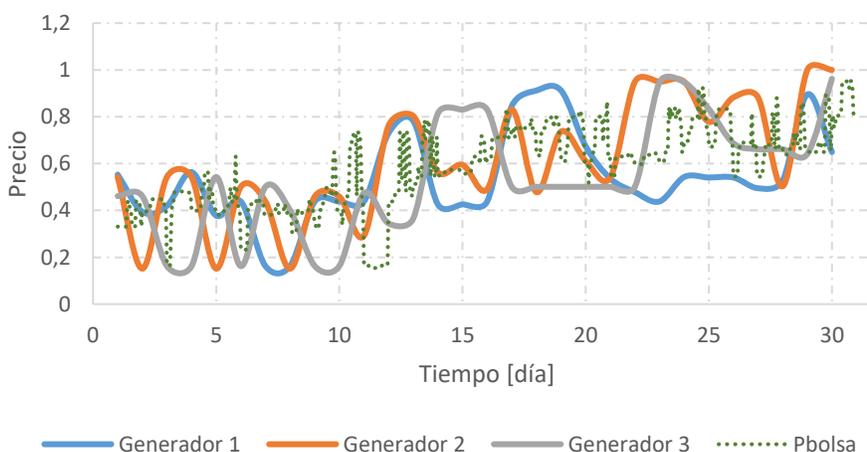


Figura 77. Comparación de precio de oferta con tres generadores hidroeléctricos y el precio de bolsa para el caso real 4. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

Además del comportamiento complementario entre los generadores, se puede observar que las ofertas de las tres plantas aumentan al mismo tiempo a partir del día 11, impactando el precio de bolsa. El precio de bolsa presenta una tendencia de aumento que está en línea con las ofertas de los generadores analizados. Este comportamiento se puede ver más claro en la Figura 78, en la que se muestra la región envolvente de las ofertas de los tres generadores analizados. La región envolvente presenta claramente los puntos mínimos y máximos de las ofertas y su tendencia a aumentar a partir del día 11. Esto podría ser un indicio de un comportamiento estratégico, puesto que las ofertas de los generadores llegan

indistintamente a los puntos máximos y mínimos. Adicionalmente, esta región denotaría las cotas de los roles de los generadores, esto es, si el generador está en el límite mínimo de la envolvente entonces podría ser un generador que tiene alta probabilidad de ser despachado por mérito, mientras que si está en el límite superior de la envolvente podría ser un generador que busca fijar el precio de la energía.

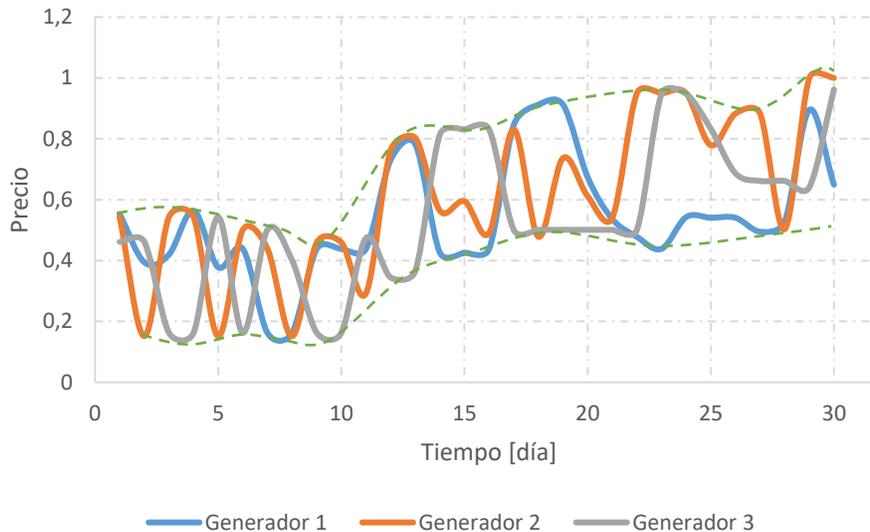


Figura 78. Banda de precios de oferta para los generadores hidroeléctricos analizados en el caso real 4. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

- **Caso 5:** Este caso muestra las ofertas de dos generadores hidroeléctricos de diferentes agentes y que en principio deberían comportarse de forma individual. La Figura 79 muestra el comportamiento de las rentas inframarginales de los dos generadores y se puede observar un comportamiento complementario en varios días del periodo estudiado.

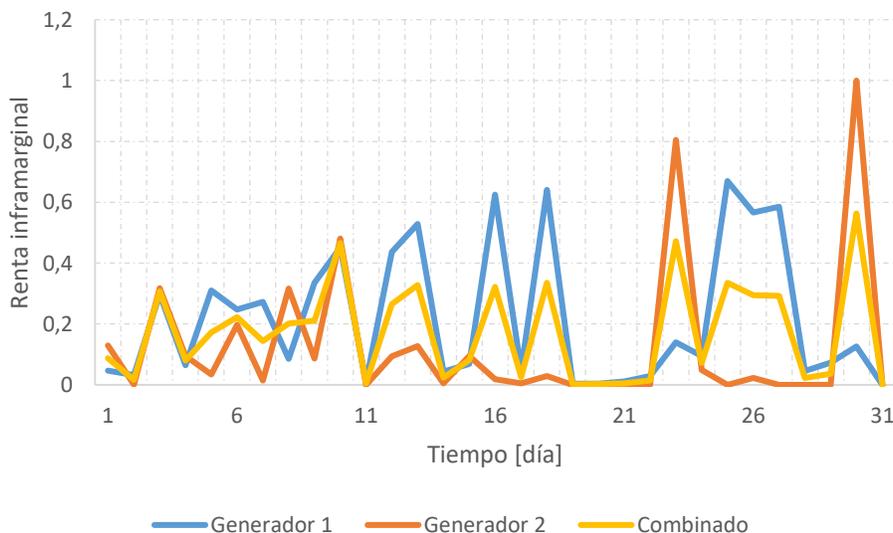


Figura 79. Comportamiento de la renta inframarginal con dos generadores hidroeléctricos de diferentes agentes para el caso real 5. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

La Tabla 22 muestra las estadísticas descriptivas de la renta inframarginal de los dos generadores. Se puede observar que individualmente el coeficiente de variación es significativamente alto y que, en el caso combinado, este coeficiente (94%) es menor que los dos coeficientes individuales.

Tabla 22. Estadísticas descriptivas de la renta inframarginal con dos generadores hidroeléctricos de diferentes agentes para el caso real 5.

Generador	Promedio renta	Desviación renta	Coefficiente variación
Generador 1	0,222	0,228	103%
Generador 2	0,127	0,238	188%
Combinado prom	0,174	0,163	94%

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

La Figura 80 muestra el comportamiento de los precios de oferta de los dos generadores en contraste con el precio de bolsa. Se puede observar que en ambos casos la variación del precio es significativa (entre 0.16 y 1) y repetitiva. Se puede notar como en algunos días del periodo los precios de bolsa son muy cercanos a las ofertas de los generadores, es decir, que estos generadores podrían estar fijando el precio de la energía. Además, en algunos días los precios se complementan; específicamente, se observa complementariedad entre el día 4 y 15, y del día 22 al 31. Es importante verificar si estos precios son complementarios o siguen alguna estrategia.

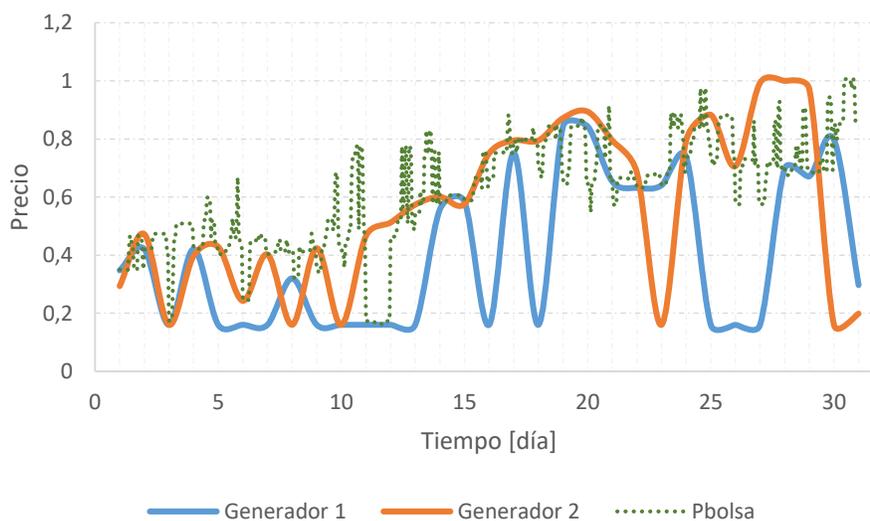


Figura 80. Comparación de precio de oferta con dos generadores hidroeléctricos de diferentes agentes y el precio de bolsa para el caso real 5. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

La Figura 81 muestra la región envolvente de las ofertas de los dos generadores analizados. Se muestran los puntos mínimos y máximos de las ofertas y se observa como las ofertas de los dos generadores conmutan entre estos puntos para algunos días del periodo analizado. Esto podría ser un indicio de comportamiento estratégico puesto que las ofertas de los generadores llegan indistintamente a los puntos máximos y mínimos. Nuevamente, se aprecia el intercambio de roles entre ser fijador de precio y ser despachado por mérito con alta probabilidad. Como caso puntual, el generador 1 fija el precio el día 23, mientras que

el generador 2 oferta la cota mínima de la envolvente buscando posiblemente asegurarse y ser despachado. En otro caso, el generador 2 fija el precio en el día 16, mientras que el generador 1 oferta la cota mínima de la envolvente. De esta forma, se podría evidenciar cómo dos generadores de diferentes agentes pueden tener comportamientos estratégicos.

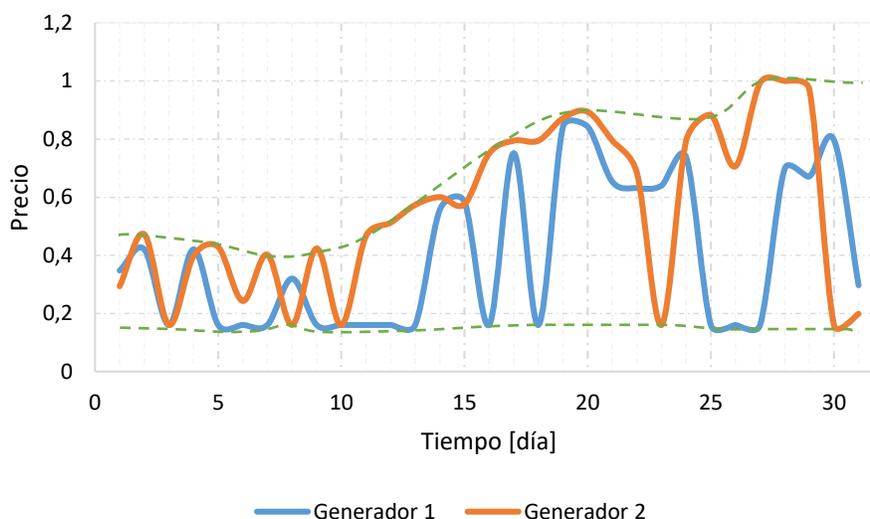


Figura 81. Banda de precios de oferta para los generadores hidroeléctricos analizados en el caso real 5. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

### 3.1.2.3. Resumen y conclusiones

En esta sección se analizaron algunos comportamientos de los agentes generadores en cuanto a sus ofertas de precios en el mercado y de cómo estos pueden ser indicadores de comportamientos estratégicos. Para tal fin, inicialmente se mostró el comportamiento estadístico de cinco casos teóricos, entre los que se encontraban conductas adecuadas y conductas que se podrían clasificar como estratégicas por parte de los generadores a través de sus ofertas de precio, y se estudió el comportamiento de las estadísticas descriptivas para identificar estos posibles tipos de conducta. Por ejemplo, puede haber señales de comportamiento estratégico si los coeficientes de variación individuales son altos, mientras que los coeficientes de variación combinados son bajos y menores que los individuales. Sin embargo, se debe anotar que los coeficientes de variación brindan señales de alerta y no implican necesariamente comportamientos estratégicos. Estos últimos deben verificarse a través de otros análisis sobre los precios de oferta u otros indicadores de mercado.

En cuanto a los casos reales del mercado eléctrico colombiano, se evidenciaron comportamientos relacionados con los precios de oferta que se podrían clasificar como comportamientos estratégicos. El primer caso estudiado fue el de una planta térmica que, a pesar de tener un alto coeficiente de variación, su comportamiento no correspondería con uno estratégico. El segundo caso correspondió al de una planta de generación hidroeléctrica que no tuvo gran variabilidad en sus ofertas de precio y siempre estuvo despachada por mérito, lo que por sus características se corresponde con un comportamiento esperado. El tercer caso analizado fue el de dos generadores hidroeléctricos del mismo agente que tuvieron un coeficiente de variación combinado por debajo del 50%, y que a partir de sus ofertas de precio no se observan indicios de comportamientos estratégicos. En contraste, el cuarto caso con tres generadores hidroeléctricos de un mismo agente arrojó

coeficientes de variación individuales muy altos, mientras que su coeficiente combinado era cercano al 50%, es decir, una señal de un posible comportamiento estratégico; al analizar el comportamiento de las ofertas de precio de dichos generadores, se pudo verificar que éstos tenían conductas complementarias que buscarían alternar los roles de fijador de precio y de ser despachado en mérito con alta probabilidad. Finalmente, el quinto caso con dos generadores hidroeléctricos de diferentes agentes dio como resultado altos coeficientes de variación, y el posterior análisis de los precios de bolsa mostró que los generadores podrían tener conductas complementarias.

El análisis de los coeficientes de variación, tanto de rentas inframarginales como de las ofertas de precio, puede dar señales que advierten sobre posibles comportamientos inadecuados de los agentes del mercado, y es una primera etapa del trabajo que está adelantando la UMMEG como parte del seguimiento al mercado eléctrico.

### 3.1.3. Agentes pivotaes

En un mercado competitivo, la formación de precio es eficiente dado que los agentes participantes no tienen poder de mercado o no pueden ejercerlo de manera indebida. Usualmente, el índice HHI es el que se utiliza para verificar la concentración de poder de mercado en los agentes, pero es principalmente utilizado en el largo plazo. Por otro lado, en el corto plazo se deben utilizar otro tipo de indicadores para verificar la competitividad del mercado. De acuerdo con el documento CREG 118 de 2010, se pueden utilizar distintos indicadores para identificar agentes pivotaes o agentes que pueden ejercer algún tipo de poder de mercado. Los índices descritos en dicho documento corresponden al Índice de Oferente Pivotal (IOP), al Índice de Oferente Residual (IOR), y al Índice de Lerner. Estos indicadores son equivalentes y están asociados con la premisa de que un agente es pivotal si parte de su oferta es necesaria para cubrir la demanda.

De acuerdo con la CREG, el IOR compara la oferta residual del agente versus la demanda total, y verifica si ésta es menor a la demanda. En ese caso, el agente es un oferente pivotal ya que la oferta de los demás agentes no es suficiente para atender la demanda del sistema. En primer lugar, es necesario definir la oferta residual de cada agente como sigue:

$$O_i^R = \sum_{j \in G} O_j - O_i$$

Donde  $O_i^R$  es la oferta residual del agente  $i$ ,  $G$  es el conjunto de agentes,  $O_j$  es la oferta del generador  $j$ , y  $O_i$  es la oferta del agente  $i$ . Así mismo, es necesario definir la oferta de cada agente:

$$O_j = \sum_{l \in j} P_l$$

Donde  $P_l$  es la disponibilidad en potencia de la planta  $l$  que pertenece al agente  $j$ . Para obtener el IOR de cada agente, se debe encontrar el cociente entre la oferta residual y la demanda total del sistema:

$$IOR_i = \frac{O_i^R}{D_T} = \begin{cases} IOR_i < 1 & i \text{ es oferente pivotal} \\ IOR_i > 1 & i \text{ no es oferente pivotal} \end{cases}$$

Si el cociente es menor que 1, entonces el oferente es pivotal.

En esta sección se utiliza el IOR para identificar si algún agente tendría la capacidad de fijar precios superiores al costo marginal (como se mostró en la sección anterior), y así buscar aumentar el precio de la energía. Este índice permite además observar el margen de competencia de cada agente en el mercado. Es decir, muestra que tan lejos o cerca está un agente de ser pivotal 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 análisis de IOR para agentes individuales y para dos agentes (IOR bipivotal).

### 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 cuatro escenarios diferentes: i) demanda mínima, ii) día estándar, iii) demanda máxima, y iv) periodo crítico<sup>10</sup>. En el escenario de demanda mínima se obtiene el comportamiento mostrado en la Figura 82. 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 19 y 20 (demanda pico) es cuando el IOR se acerca más al límite de competitividad.

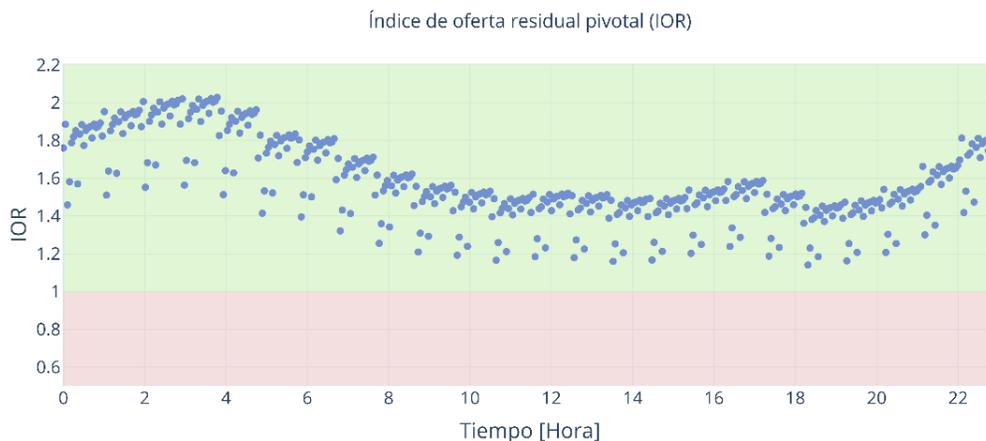


Figura 82. IOR pivotal para el escenario de demanda mínima. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

Por otro lado, la Figura 83 presenta la dispersión de IOR para un día de demanda promedio. Se puede apreciar que los resultados son muy similares a los obtenidos en el caso de demanda mínima, presentándose las mismas tendencias de agentes cercanos al límite de competitividad.

<sup>10</sup> Este periodo ilustra una situación de estrés del sistema eléctrico, más que un escenario de demanda, y en este caso se tomó el día 14 de agosto de 2019 en donde se presentó un pico de precio de bolsa cercano a 900 \$/kWh por las condiciones del sistema, y que superó el precio de escasez.

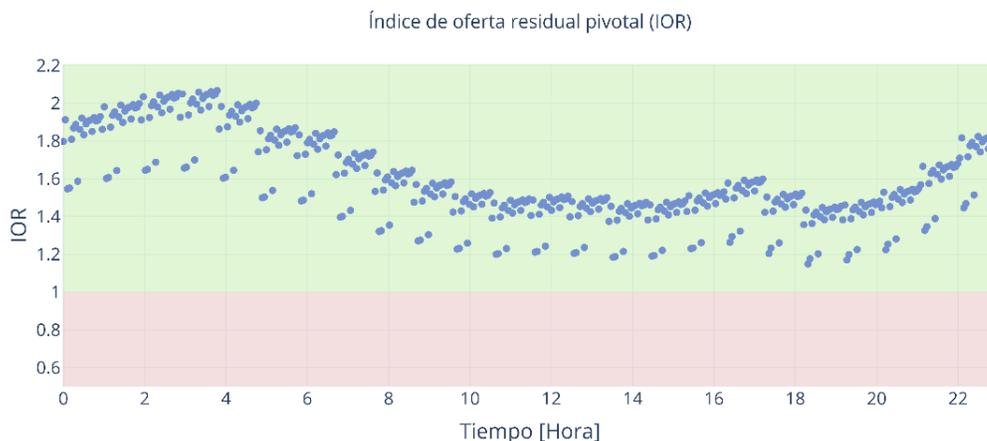


Figura 83. IOR pivotal para el escenario de día promedio. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

La Figura 84 muestra los IOR para un día que presenta una alta demanda. En general, el comportamiento del IOR durante el día se mantiene, pero los agentes se acercan más al límite de competitividad. De hecho, tres agentes se encuentran especialmente cerca entre las horas 9 a 15, y entre las horas 19 a 20. Para los demás instantes de tiempo, el IOR se aleja de la zona roja ya que la demanda del sistema disminuye.

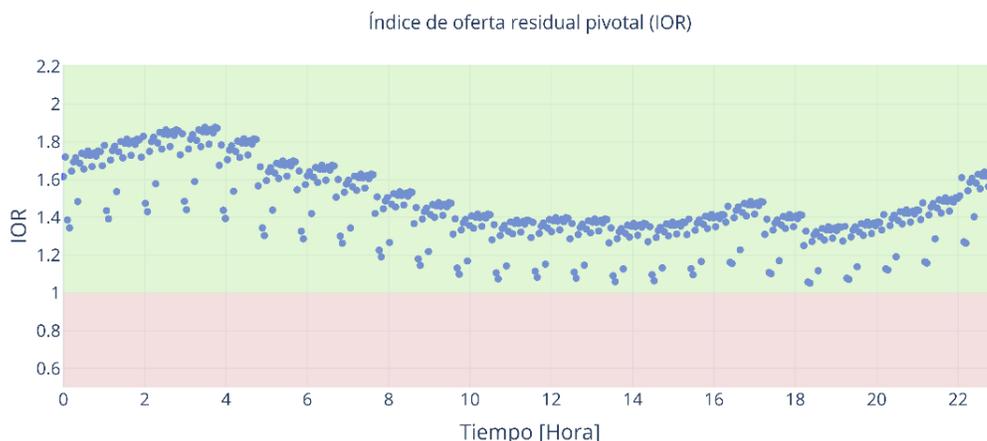


Figura 84. IOR pivotal para el escenario de demanda máxima. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

En cuanto al caso de periodo crítico (Figura 85), el comportamiento es muy similar al evidenciado en el día de demanda máxima. Es decir, el IOR se acerca en mayor medida al límite de competitividad en los momentos de alta demanda, e incluso en momentos en demanda valle.

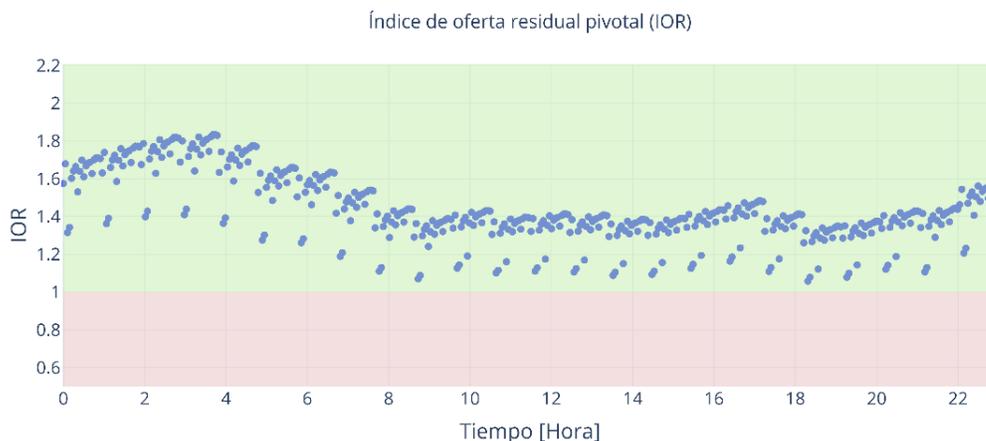


Figura 85. IOR pivotal para el escenario de periodo crítico. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

A partir de los resultados obtenidos en los cuatro escenarios, se puede apreciar que no hay violaciones al límite de competitividad, esto es, los valores de IOR son mayores que 1. No obstante, al aumentar la demanda el margen de competitividad se disminuye, especialmente, para tres agentes del sistema.

### 3.1.3.2. IOR bipivotal

En el anterior análisis se encontraron los IOR para el comportamiento individual de agentes, resultando en que no hay violaciones en el límite de competitividad del sistema. Sin embargo, en un mercado con fallas 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 así no se comuniquen explícitamente. En esta sección se obtienen los IOR bipivotales para los cuatro escenarios estudiados anteriormente. El IOR bipivotal se obtiene al combinar el comportamiento de dos agentes, i.e., 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 los mismos escenarios de demanda considerados.

En el escenario de demanda mínima se obtiene el comportamiento mostrado en la Figura 86. 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 tres combinaciones de dos agentes que superan el límite de competitividad y se ubican en la zona roja. Este comportamiento no ocurre en todas las horas, pero sí se presenta 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 que no representan riesgo de comportamiento estratégico en el mercado (franja superior de la dispersión de IOR) de acuerdo con su disponibilidad reportada.

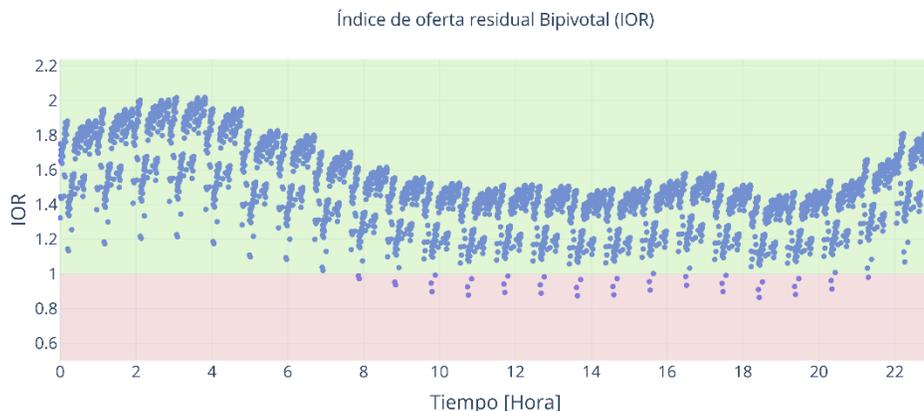


Figura 86. IOR bipivotal para el escenario de demanda mínima. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

La Figura 87 presenta la dispersión de IOR bipivotal para un día de demanda promedio. Nuevamente, hay tres combinaciones de dos agentes que sobrepasan el límite de competitividad durante gran parte del día. Los resultados obtenidos tienen la misma naturaleza de aquellos obtenidos en el caso de demanda mínima.

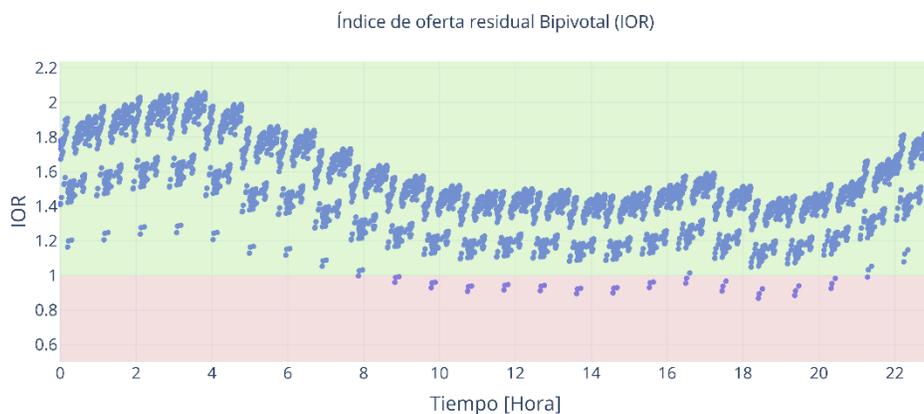


Figura 87. IOR bipivotal para el escenario de día promedio. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

Cuando se obtienen los IOR para el caso de demanda máxima (Figura 88), se observa que otras combinaciones adicionales a las anteriores superan el límite de competitividad. En el caso más evidente (hora pico), se pueden tener hasta 8 combinaciones de dos agentes que se encuentran en la zona roja. Otro comportamiento para resaltar es que existe una combinación de agentes que estaría en la capacidad de ejercer poder de mercado en casi todas las horas del día. Finalmente, se puede observar como la franja media de combinaciones se acerca al límite de competitividad.

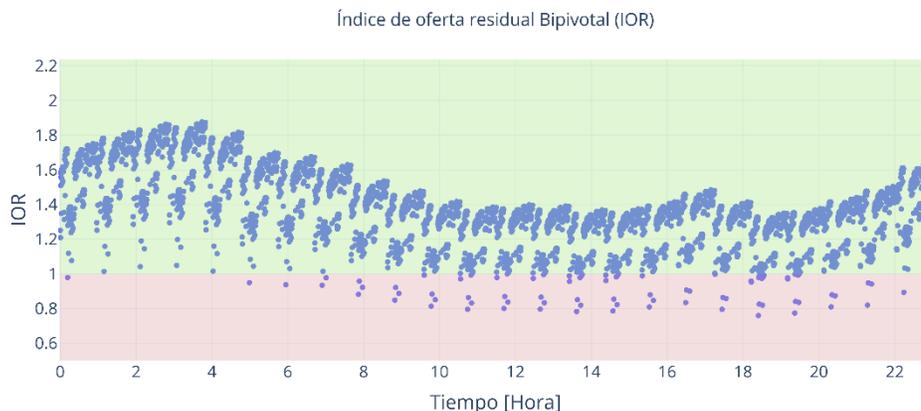


Figura 88. IOR bivotal para el escenario de demanda máxima. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

El caso de periodo crítico (mostrado en la Figura 89), tiene unos resultados muy parecidos al comportamiento del caso de demanda máxima. Sin embargo, se observa que la franja media solo sobrepasa la zona roja en pocas horas, esto es, es más restrictivo el caso de demanda máxima.

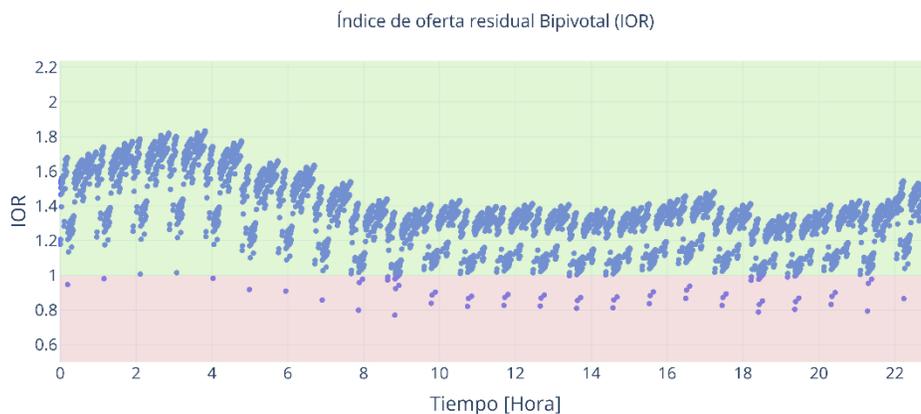


Figura 89. IOR bivotal para el escenario de periodo crítico. Fuente: elaboración propia con datos de XM.

Los resultados de IOR bivotal muestran que hay combinaciones de agentes que superan el límite de competitividad. Es decir, hay escenarios de operación que pueden favorecer la colusión en el mercado. Este comportamiento se hace más evidente en los casos de demanda máxima y de periodo crítico. Finalmente, se observó que la franja media de combinaciones disminuyó su margen respecto al límite de competitividad.

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 (bivotal), para cuatro escenarios de demanda (mínima, promedio, máxima, y periodo crítico). Los análisis muestran que ante comportamientos individuales no hay potencial de ejercer poder de mercado en el corto plazo. No obstante, cuando se considera la posibilidad de formar combinaciones de agentes, que actúan como cooperativamente, se puede superar el margen de competitividad en varios casos. Es decir, hay combinaciones de agentes que podrían tener comportamientos estratégicos para fijar los precios de bolsa. Es necesario resaltar que este

indicador muestra si hay potencial para ejercer poder de mercado, pero no implica que esa condición se dé necesariamente en el mercado.

## 3.2. Indicadores mercado de gas natural

Esta sección presenta la versión inicial de algunos de los indicadores que actualmente se encuentran en construcción por parte de la UMMEG para el mercado de gas, y para los cuales se están construyendo las bases de datos, la estructura, y programación para su seguimiento de forma continua. A continuación se describen los indicadores y posteriormente se presenta la información para algunos de ellos:

- **Curva de oferta agregada de contratos para el mercado primario**  
Muestra de forma agregada los contratos para el mercado primario de gas, diferenciando entre contratos firmes e interrumpibles, y organizada en orden ascendente de precios.
- **Índices de precios**  
Paridad de precio del gas nacional y el gas importado: es la comparación entre el precio de gas de cada campo y el precio del gas que se está importando al mercado colombiano. Se calcula como el cociente entre el precio promedio ponderado para cada fuente de suministro y el precio promedio ponderado de las importaciones físicas de gas para el periodo seleccionado. Su periodicidad está relacionada con la disponibilidad de precios de gas importado.  
Dispersión de precios por tipo de demanda: es la comparación de precios de gas de un sector de consumo (térmico, regulado, industrial, GNV) con otro sector diferente de consumo. Se calcula como el cociente entre los precios promedio ponderado de dos sectores de la demanda de gas para cada periodo seleccionado.  
Comparación del precio del gas nacional por campo para el sector térmico y el sector no térmico.
- **Conjunto de indicadores para caracterización del mercado**  
Son indicadores con el fin de identificar participación de los agentes tanto en producción como en transporte y demanda. Por ejemplo, el índice de concentración de los productores en la contratación, que evalúa la distribución de la participación de los productores en la contratación del mercado primario, y a través del indicador HHI muestra el estado de concentración.
- **Seguimiento inventarios LNG**  
Corresponde al valor en GBTUD del inventario de gas natural licuado en una fecha específica. También se hará seguimiento a los cargamentos de gas natural licuado.
- **Matriz de cálculo de tarifas de transporte**  
Es un modelo para calcular la tarifa de transporte para la ruta seleccionada. La matriz tiene en cuenta los cargos regulados vigentes de los diferentes tramos.

### 3.2.1. Curva de oferta agregada de contratos para el mercado primario de gas natural

Como se mencionó en la sección 2.2.6, la Figura 90 presenta la curva de oferta agregada de contratos para el mercado primario de gas, diferenciando entre contratos firmes e interrumpibles,

organizada en orden ascendente de precios, para el periodo de análisis de este informe (en este caso contratos vigentes a agosto de 2019).

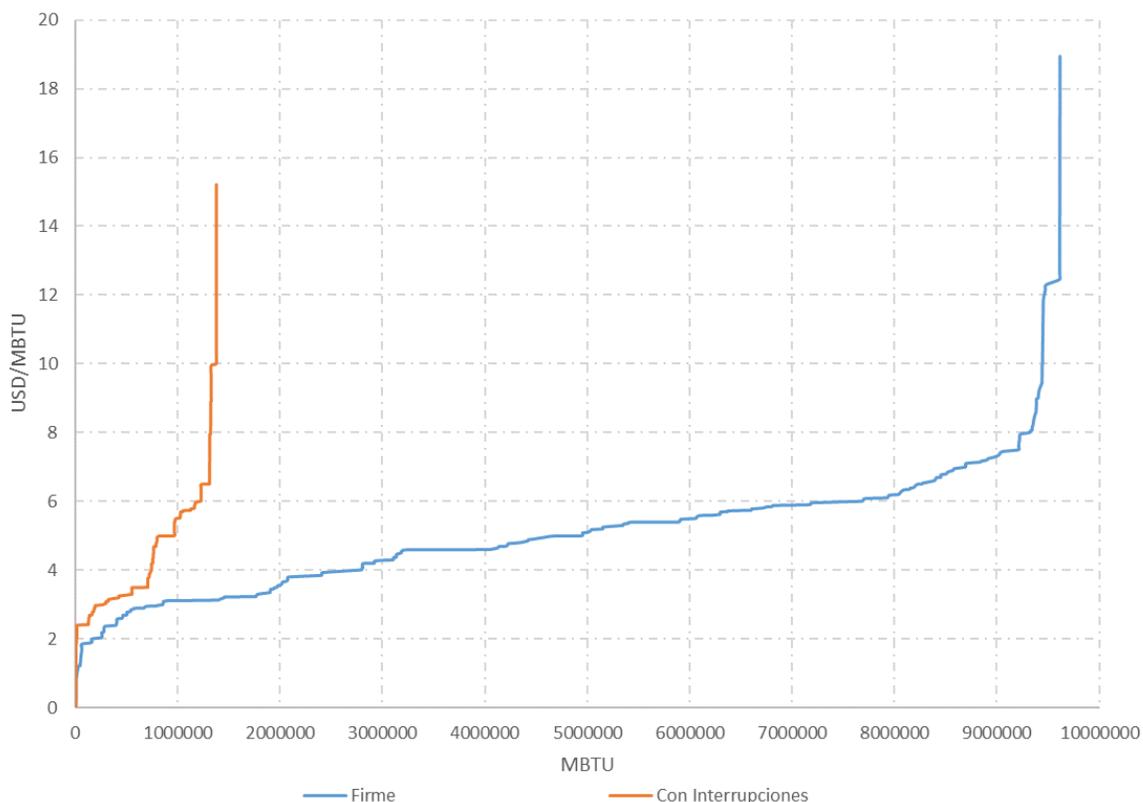


Figura 90. Curva de oferta agregada de contratos para el mercado primario, por tipo de contrato. Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

Como es de esperarse, se observa que hay una mayor cantidad contratada en la modalidad firme que en interrumpible, con una relación aproximada de 7 a 1.

Al analizar la curva acumulada de contratos en firme, se puede observar lo siguiente:

- La oferta de gas colombiano a precios bajos (menores de 2 USD/MBTU) es bastante baja (2%). Esto refleja el incremento de los precios que se han presentado en el mercado de gas durante los últimos años.
- Aunque existe un porcentaje importante de contratos de gas con precios entre 2 y 4 USD/MBTU (27%), la mayor parte de los contratos (51%) se encuentra entre 4 y 6 USD/MBTU. Este comportamiento es consistente con la percepción que existe sobre el precio promedio nacional del gas (entre 4 y 5 USD/MBTU).
- La contratación por encima de 6 USD/MBTU y menor que 8 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 3% de los contratos de suministro tienen precios mayores que 8 USD/MBTU. Lo anterior confirma que, aunque hay precios altos en el mercado, estos corresponden a un porcentaje muy bajo de contratos.

Por otra parte, al revisar la curva de contratos interrumpibles, se puede ver que las proporciones son muy semejantes a la que se dan en el mercado firme. Este comportamiento reflejaría que en el período de análisis (agosto 2019) el mercado interrumpible sería un mercado sobre-ofertado, ya que la mayor parte de los contratos se encuentran en promedio por debajo de los niveles de precio de los contratos firmes.

Finalmente, los precios máximos para el mes de agosto de 2019 fueron 18,93 USD/MBTU en contratos firmes y 15,2 USD/MBTU en interrumpible.

### 3.2.2. Índices de precios

En la Figura 91 se observa el análisis realizado de los precios de suministro de gas nacional en comparación con gas importado. Para este análisis se tuvo en cuenta el período enero – abril de 2019, ya que para este período se tiene referencia de precios de los cargamentos de gas natural licuado. El análisis se realiza 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.

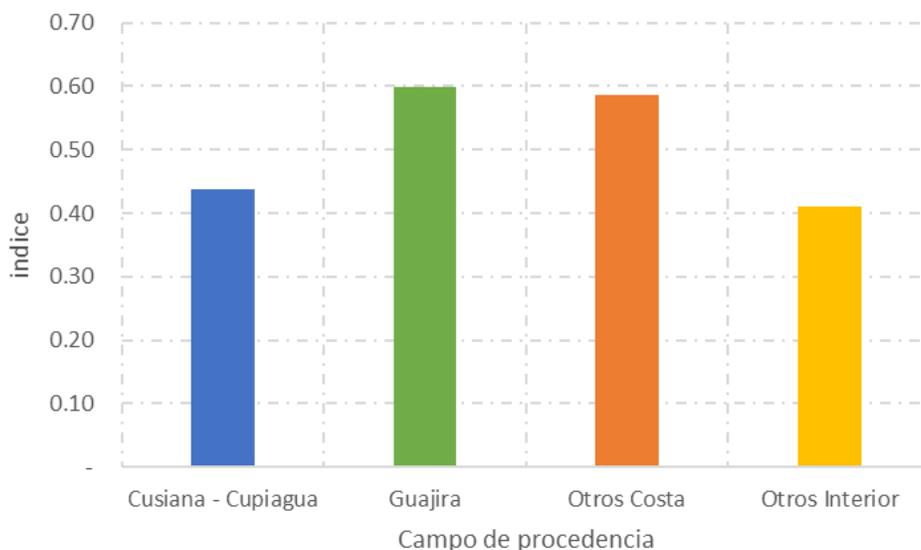


Figura 91. Índice de paridad de precios de suministro nacionales vs importado enero-abril 2019. Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas y los agentes.

Para todos los campos de producción de gas nacional, el índice es menor a 1. Lo anterior permite concluir que todos los campos de gas tienen precios promedio por debajo del gas importado, aunque pueden aparecer precios particulares en los que no se cumpla esta relación. Por ahora el mercado de gas nacional tiene una situación de oferta que, por lo menos en el corto plazo, no refleja una situación de escasez.

De especial importancia es que los campos de gas del interior tienen un índice por debajo de 0.5 que refleja la situación de una oferta holgada y que no se ven un mercado estrecho en el corto o mediano plazo. En cambio, con los campos de la Costa, el índice se encuentra por encima de 0.6 que reflejaría que la oferta es menos abundante y que los precios no se encuentran tan distantes con respecto al mercado de gas natural licuado.

Por otro lado, en la Figura 92 se puede observar la comparación de precios entre el sector térmico y el sector no térmico de los principales campos del país. Se observa claramente diferencia que existe entre la Costa Atlántica y el Interior del país. En la Costa Atlántica, donde el consumo térmico representa un porcentaje importante de la demanda, es claro como esta situación ha llevado a que los precios del sector térmico estén por encima del sector no térmico, entre 1 y 1,2 USD de diferencia. En cambio, en el Interior, donde el consumo térmico representa un volumen bastante bajo comparado con el sector no térmico, los precios de gas natural para generación están por debajo de los precios para el sector no térmico, entre 0,5 y 1 USD de diferencia.

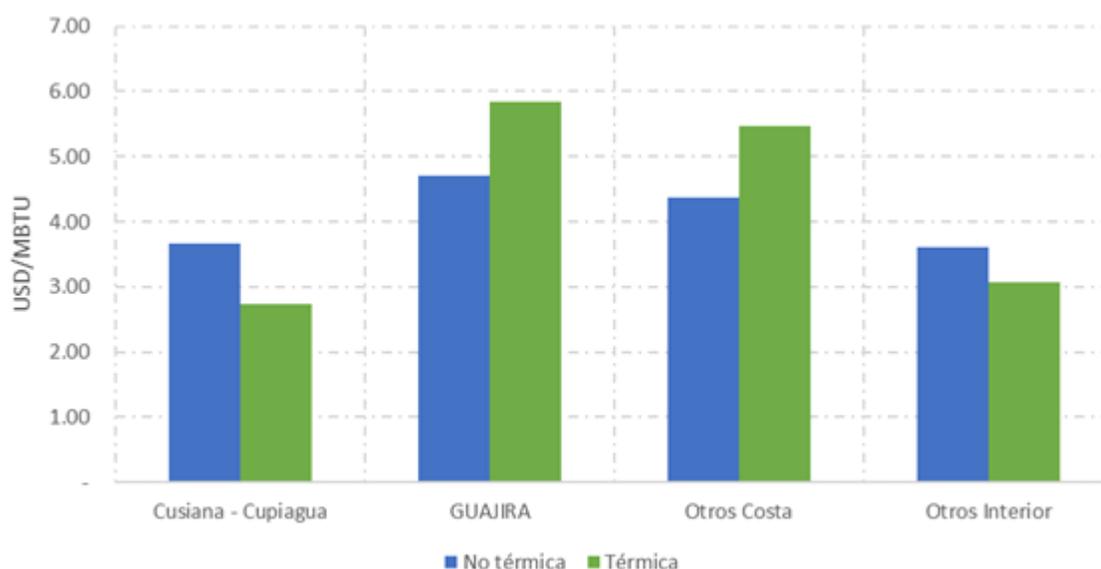


Figura 92. Comparación de precios entre el sector térmico y el sector no térmico de los principales campos del país.  
Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

### 3.2.3. Concentración en la contratación por productor

En la Figura 93 se muestra la distribución de la contratación del mercado primario por productor. Al revisar la contratación se observa que Canacol aparece con un porcentaje bastante alto, a pesar de contar con menos del 20% de la producción total. Chevron, debido a la disminución de la producción en Guajira, ha visto reducida su contratación de forma importante, representando solamente un 6% del mercado.

Con estas participaciones, y como es de esperar, el índice HHI arroja un valor de 2.012, lo que muestra un nivel alto de concentración de los productores en la contratación.

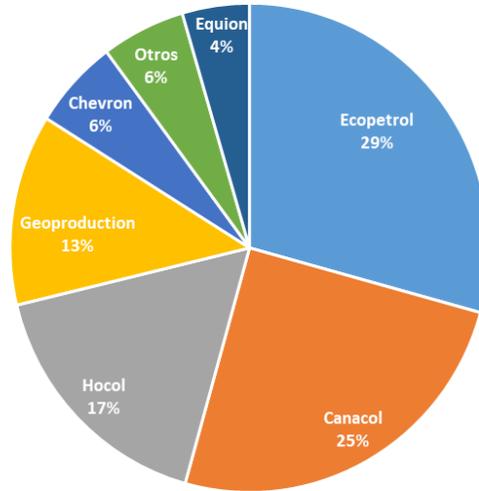


Figura 93. Participación de los productores en el total del volumen contratado. Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

## 4. Análisis de restricciones

Teniendo en cuenta que el componente de restricciones, y específicamente el costo asociado a las reconciliaciones positivas por generaciones de seguridad, es un elemento que ha tenido gran impacto en los costos de prestación del servicio de energía eléctrica, en esta sección se analizan en detalle los factores que inciden en dichos costos con el fin de determinar y cuantificar su impacto, y tener un mejor entendimiento de las causas que han incidido en su tendencia creciente durante los últimos años.

### 4.1. Consumo y precios del gas natural importado

Hasta antes de la entrada de la planta de regasificación de Cartagena<sup>11</sup> en noviembre de 2016, el consumo de gas de las plantas térmicas de la Costa estaba respaldado en contratos de suministro de gas natural provenientes de campos de producción ubicados en esta misma zona, principalmente Guajira, La Creciente, y otros campos del Valle Inferior del Magdalena.

Una vez la planta de regasificación inició operaciones, esta se convirtió en la fuente principal de gas natural para los agentes que componen el Grupo Térmico (GT): Termobarranquilla, Zona Franca Celsia y Termocandelaria.

Teniendo en cuenta que la participación de las plantas del GT dentro de la generación por seguridad representa casi el 80%, el cambio de fuente de suministro de gas natural debería tener un impacto sobre el costo de las restricciones; lo anterior, ya que el gas natural licuado importado sería más costoso que el gas nacional, por los costos adicionales que incluye<sup>12</sup>, pero más económico que otros energéticos, como los combustibles líquidos, que en algunos casos también son utilizados para la generación de las plantas térmicas.

De lo que se puede observar en las declaraciones de costos realizadas por los agentes térmicos (Figura 94) y de acuerdo con lo establecido en la Resolución 034 de 2001, el costo del gas importado estuvo entre 7 y 12,6 USD/MBTU. Comparado con los costos declarados para el gas nacional (entre 7 y 10,5 USD/MBTU), se creería que el uso de gas importado tendría un impacto significativo en el costo total de las reconciliaciones positivas que remuneran la generación por seguridad.

Por otro lado, la Figura 95 muestra el consumo de combustible para el periodo comprendido entre enero de 2018 y agosto de 2019 para los agentes térmicos de la costa (Termobarranquilla3, Termobarranquilla4, Proeléctrica, Termoguajira1, Termoguajira2, Termocandelaria1, Termocandelaria2, Termoflores1, Termoflores4 y TEBSA), discriminado en Gas Natural Nacional (GASN) y Gas Natural Importado (GANI) de acuerdo con las declaraciones hechas para la Resolución CREG 034 de 2001. El consumo de gas natural nacional y gas natural importado corresponde al 83% y 17%, respectivamente, del total de gas consumido en el periodo analizado.

---

<sup>11</sup> La Planta de Regasificación ubicada en Cartagena fue construida por la Sociedad Portuaria del Cayao (SPEC).

<sup>12</sup> La tarifa final de gas natural licuado incluye varios componentes que no tiene el gas nacional: licuefacción, transporte (marítimo) y regasificación.



Figura 94. Precio promedio ponderado gas importado y nacional declarado por los agentes del GT. Fuente: elaboración propia a partir de datos de los agentes.

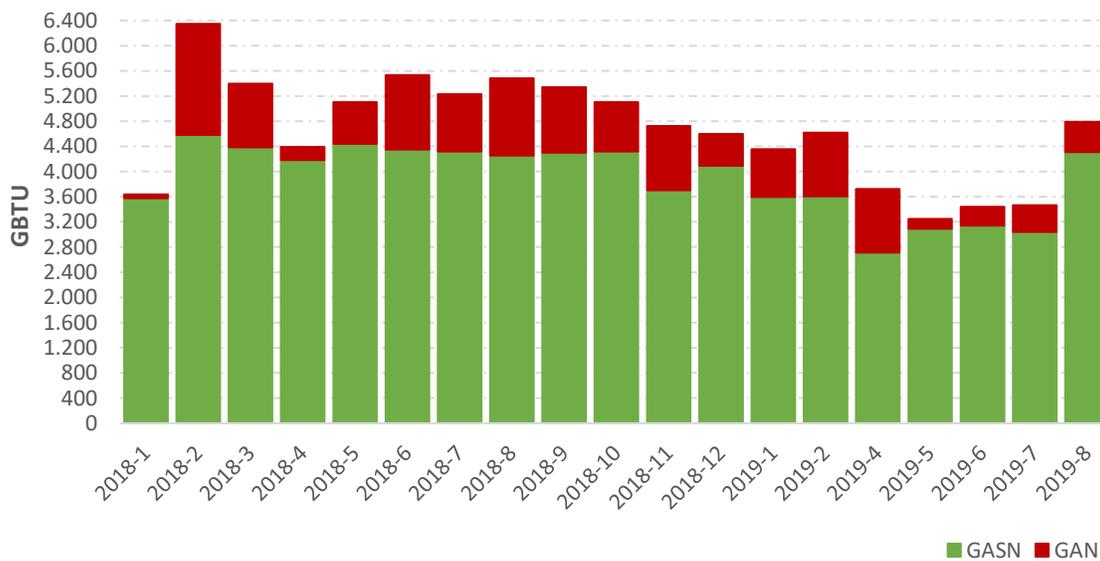


Figura 95. Consumo de gas natural para generación. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

De lo anterior se puede concluir que el mayor precio del gas importado ha llevado a que los agentes térmicos hayan aumentado sus declaraciones de costos (el GANI para el período 2018-2019 en promedio fue de 11,15 USD/MBTU vs. 8,85 USD/MBTU de las fuentes de gas nacional); sin embargo, los agentes no han hecho uso del gas importado en cantidades considerables (17% gas importado vs 83% de gas nacional). Por lo tanto, el inicio de las importaciones de gas ha sido un factor que ha incidido en el aumento de los costos, limitado al volumen utilizado, especialmente porque algunos agentes toman como referencia el gas importado para declarar sus costos de gas.

## 4.2. Costo de suministro de gas nacional

Como se puede observar en la Figura 96, en 2015 la mayor parte del gas que abastecía la demanda de la Costa Caribe provenía del campo de la Guajira (productores Chevron y Ecopetrol), representando un porcentaje de participación del 88%, con un 11% correspondiente al campo de La Creciente, propiedad en ese momento de Pacific, y el restante 1% de otros campos de la costa.

Sin embargo, la declinación del campo de la Guajira que se ha presentado en los últimos años, unido a los descubrimientos realizados por Canacol en el Valle Inferior del Magdalena, han venido cambiando la composición de las fuentes que abastecen la Costa, tal como se muestra en la Tabla 23.

De acuerdo con lo anterior, la participación del campo Guajira pasó de un porcentaje cercano al 90% a representar menos de la mitad de la oferta. Al mismo tiempo, Canacol actualmente representa más del 30% de la producción de la zona. Por otra parte, la participación de Pacific (hoy Frontera) ha disminuido de forma importante debido a la drástica declinación del campo La Creciente.

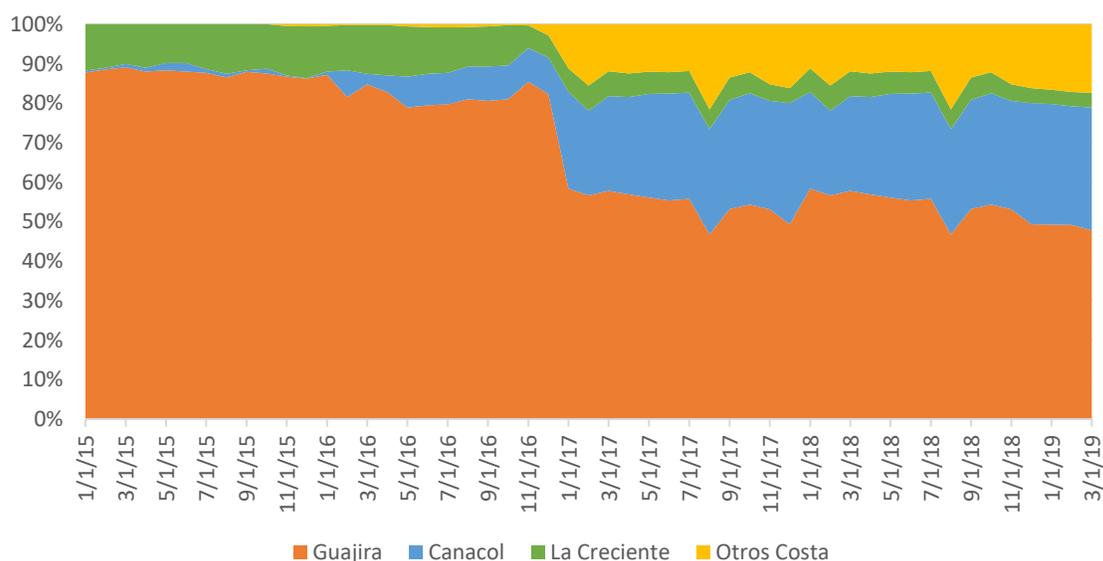


Figura 96. Evolución participación campos Costa sobre oferta total en la Costa Caribe. Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Gestor de Mercado de Gas.

Tabla 23. Composición fuentes de suministro de gas nacional para la Costa Caribe.

Año	Canacol	Guajira	La Creciente	Otros Costa
2015	0,88%	87,69%	11,34%	0,09%
2016	3,93%	82,05%	10,49%	0,65%
2017	26,29%	54,47%	5,43%	13,81%
2018	26,29%	54,47%	5,43%	13,81%
2019	30,57%	48,76%	3,65%	17,03%

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

Vale la pena mencionar que en la Costa han aparecido otros productores relativamente pequeños (Hocol, Lewis) que hoy en día representan el 17% de la oferta.

Este cambio en la participación de los productores también se ha visto reflejado en el portafolio de contratos de las térmicas de la Costa, como se muestra en la Figura 97.

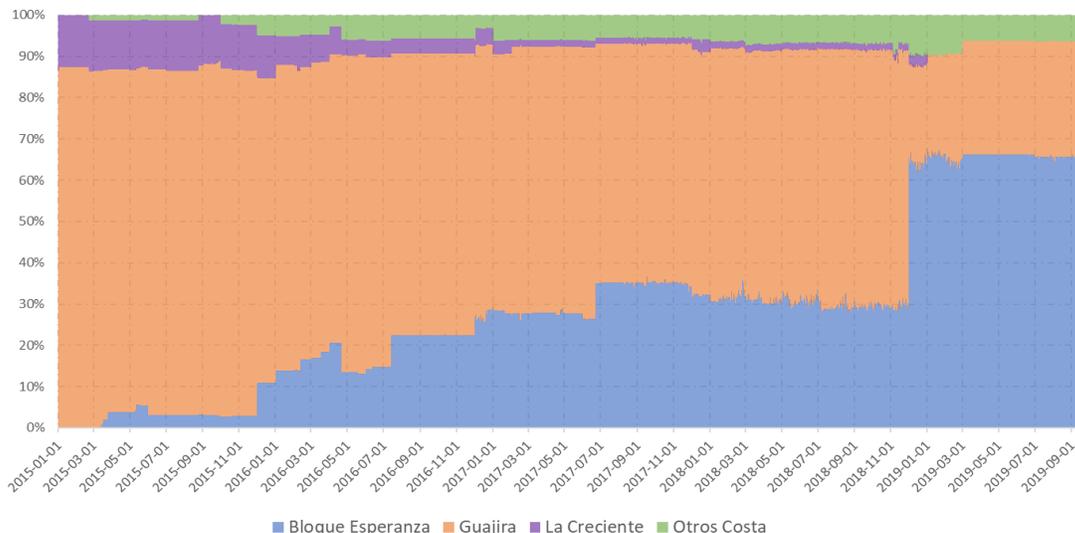


Figura 97. Participación por fuente del gas nacional contratado. Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

Al mismo tiempo que se presentaba esta recomposición de la oferta, los precios han tenido cambios importantes. La flexibilidad regulatoria que tienen los campos menores a 30 MPCD de comercializar su gas, sumado a la mayor disposición de pago que tienen las plantas térmicas (porque su combustible alternativo es gas importado), ha llevado a un aumento de los precios de gas en los últimos años. En la Figura 98 se puede observar la evolución de los precios para la demanda térmica de la Costa.

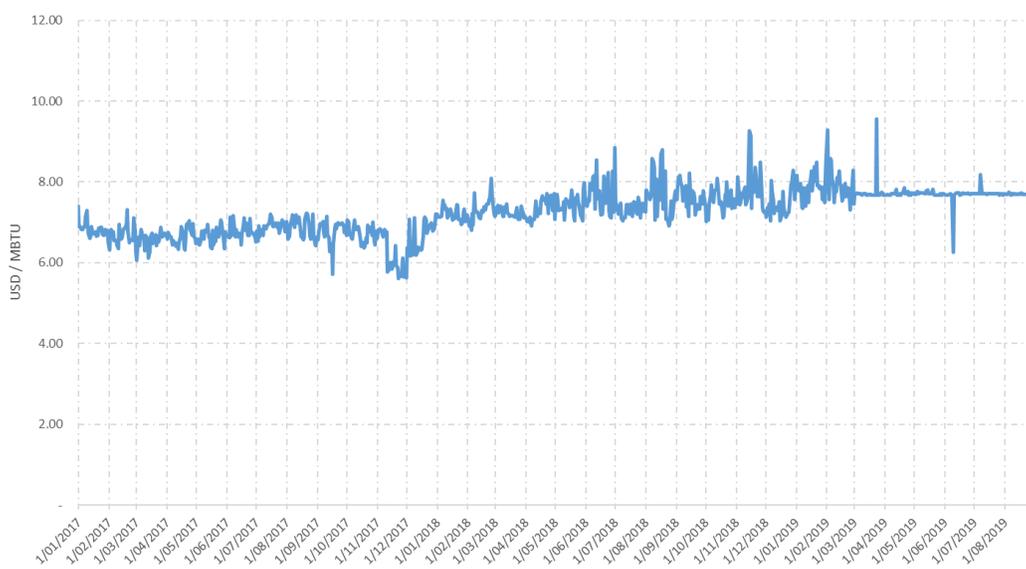


Figura 98. Evolución precios promedio ponderado de gas para térmicas de la Costa. Fuente: elaboración propia a partir de datos de los agentes.

De lo anterior se puede concluir que el cambio en la composición de la oferta de gas en la Costa Caribe, combinado con la entrada de gas importado al mercado, que fija una referencia para los productores, ha generado un incremento general sobre el nivel de precios de gas para los agentes térmicos y por lo tanto en el costo declarado para generación de seguridad por restricciones.

Se debe analizar el comportamiento de los productores y comercializadores de la zona, ya que se evidencia una tendencia a aumentar los precios a los agentes térmicos, debido a la flexibilidad regulatoria con la que cuentan y a la disposición de pago que tienen las térmicas ante la situación de abastecimiento de la costa (declinación de Guajira) y el costo de los combustibles sustitutos.

### 4.3. Costos de suministro de gas declarados

De acuerdo con la Resolución CREG 034 de 2001, que establece la forma como los agentes deben hacer sus declaraciones de costos para obtener la remuneración de la generación por seguridad, las plantas térmicas deben declarar por lo menos siete días antes los costos de suministro y transporte que aplicarán. Sin embargo, el costo que declaran con anterioridad resulta siendo un estimado ya que todas las plantas del GT tienen contratos de suministro, tanto de gas importado como de gas nacional, que pueden combinar a su criterio, incluso en el mismo día de gas. Contar con un portafolio de contratos de diferentes modalidades y fuentes les permite hacer cambios y ajustes en la selección de contratos a usar, lo que da como resultado que el costo que declaran no sea necesariamente el costo en el que incurren para la generación por seguridad.

Para analizar lo anterior, se compara el costo declarado a la luz de la Resolución CREG 034 de 2001, y lo reportado por los agentes como sus costos de gas consumido para generación de energía eléctrica para el periodo 2018-2019<sup>13</sup>.

En el caso de las térmicas de la Costa, y de acuerdo con la Figura 99, se puede observar que el costo declarado presenta diferencias con respecto al costo del gas consumido de acuerdo con la información que reportaron a la SSPD. En el 99% de los casos mostrados, el costo real está por debajo del costo declarado.

Esta diferencia podría corresponder al cubrimiento de un riesgo comercial que se genera porque los agentes no conocen el costo real del día y declaran una estimación del mismo incluyendo un margen, además de tasas impositivas. Con este comportamiento se presenta un tipo de “arbitraje” entre el costo declarado y el costo real para la remuneración de las generaciones de seguridad.

En conclusión, dada la diversidad de modalidades y fuentes de suministro con las que cuentan los agentes térmicos, los precios reales del gas que consumen para generación no necesariamente corresponden con los precios de gas que declaran semanalmente como base para la liquidación de las reconciliaciones positivas.

---

<sup>13</sup> Mediante oficios 20192300133791, 20192300133741, 20192300133721, 20192300133701, 20192300133761 del 6 de marzo del presente año, y oficios 20192000842681, 20192000842561, 20192000842611, 20192000842641, 20192000842571 del 3 de octubre del presente año, se hicieron requerimientos a Zona Franca Celsia S.A. E.S.P., Termobarranquilla S.A. E.S.P., Proeléctrica, Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S.A. E.S.P. y Termocandelaria; respectivamente.

Para cubrir sus riesgos, las térmicas parecen estar incurriendo en la práctica de sobreestimar los costos declarados, lo que les está generando un margen sobre la operación.

Es necesario revisar esta práctica de los agentes ya que, aunque la regulación lo permite y están dentro del rango de precios de sus contratos, esto puede encarecer aún más el componente de restricciones.



Figura 99. Precios promedio ponderado gas importado y nacional declarado frente al consumido. Fuente: elaboración propia a partir de datos de los agentes.

## 4.4. Costos de transporte de gas declarados

Así como el suministro de gas se vio afectado por el cambio en la oferta en la Costa Atlántica, el transporte también ha tenido cambios significativos. El hecho de cambiar la oferta desde el norte de la costa (donde se encuentra ubicado el campo de Guajira), a la parte sur donde se encuentran los campos menores, implicó un cambio en el uso de los gasoductos y, en consecuencia, un cambio en las tarifas de transporte que deben pagar las térmicas por el gas que consumen.

En la Figura 100 se compara la declaración de costos de transporte de acuerdo con la Resolución CREG 034 de 2001, con la remisión de información que efectuaron los agentes en el marco de la Resolución CREG 140 de 2017.

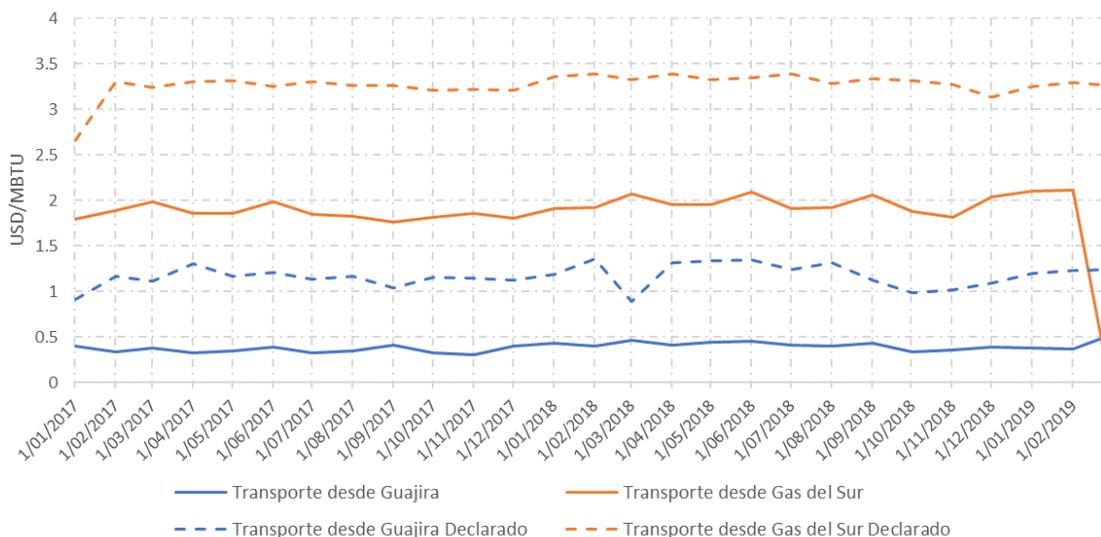


Figura 100. Precios promedio ponderado de transporte de gas en la Costa Caribe. Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM y de los agentes.

Como se puede observar, el costo de transporte desde los campos del sur (Canacol, Hocol, Frontera) en el que están incurriendo las térmicas de la Costa es más del doble del transporte que tendrían que pagar si solamente utilizaran el gas de Guajira.

Cuando se suma ese costo de transporte mayor de 1.5 USD/MBTU con el costo de suministro del gas que se mostró en los numerales anteriores, el precio del gas nacional se encuentra entre 7 y 8 USD/MBTU, lo que lo pone en condiciones muy cercanas al gas importado.

Como se mencionó anteriormente, es necesario revisar el comportamiento de los diferentes agentes de la cadena, con el fin de entender con mejor detalle cuál ha sido la dinámica que ha originado costos de suministro y transporte elevados que no muestran diferencias tan grandes con el gas importado.

## 4.5. Tasa representativa del mercado

Teniendo en cuenta que el precio del gas natural se define en USD/MBTU (tanto en el mercado nacional como en el importado), es posible que la variación de la Tasa Representativa del Mercado (TRM) tenga un efecto directo sobre la variación de los costos de restricciones; para validar esto, se revisa la correlación entre la TRM y el costo de restricciones.

La Figura 101 muestra la evolución de la TRM desde el 2015 hasta el 31 de agosto de 2019, donde se observa que entre 2015 y 2016 se presentó un crecimiento importante, para estabilizarse alrededor de los \$3.000, hasta el primer semestre del 2018, fecha a partir de la cual se ha observado una tendencia de crecimiento en la TRM, alcanzando picos históricos cercanos a \$3.500.



Figura 101. Tasa Representativa de Mercado (TRM). Fuente: elaboración propia a partir de datos del Banco de la República.

En la Tabla 24 se observa el comportamiento de la variación anual en la TRM.

Tabla 24. Variación porcentual de la TRM promedio respecto al año anterior.

Año	Variación
2015	37.1%
2016	11.2%
2017	-3.3%
2018	0.2%
2019	8.9%

Fuente: elaboración propia a partir de datos del Banco de la República.

Al comparar el comportamiento de la TRM y el costo unitario de reconciliación positiva en la Figura 102, se observa una correlación positiva de 0,22 para el periodo comprendido entre enero de 2015 y agosto de 2019, por lo que, si bien existe correlación positiva, no se puede afirmar que esta sea significativa.

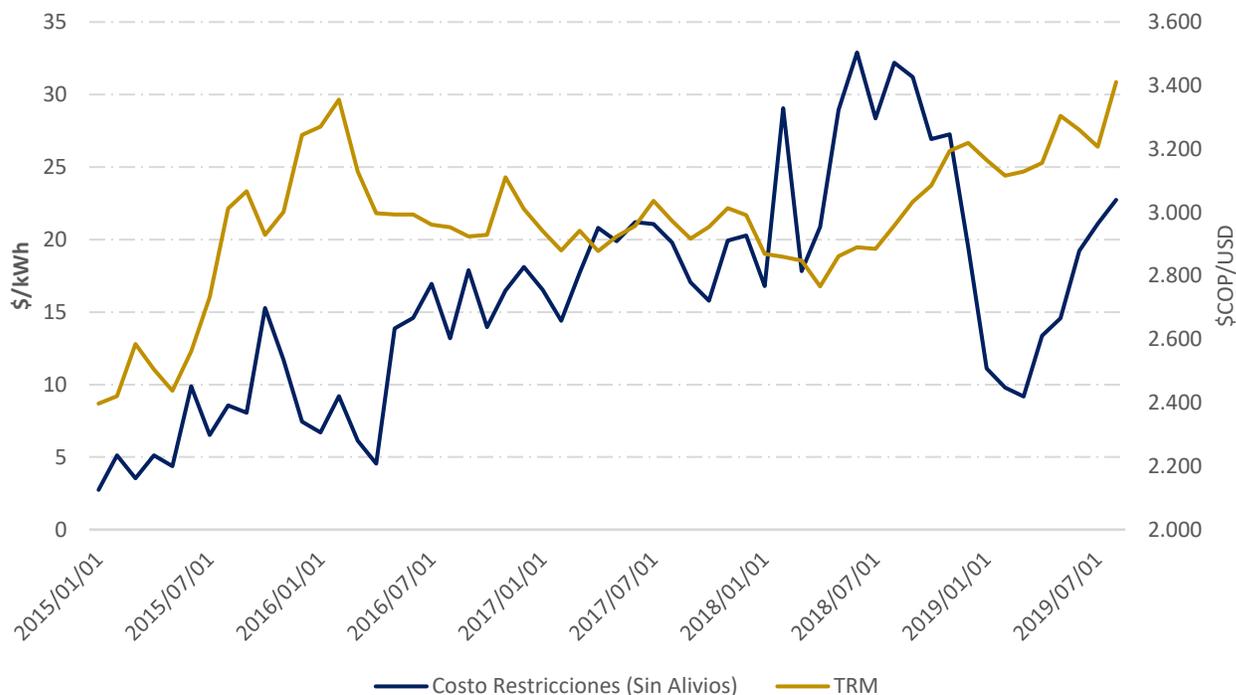


Figura 102. TRM vs costo de restricciones sin alivios. Fuente: elaboración propia a partir de información de XM y del Banco de la República.

## 4.6. Eficiencia de las plantas de generación térmica

Las plantas de generación térmicas consumen diferentes combustibles para su operación, y la cantidad necesaria de estos combustibles para producir una cantidad determinada de energía eléctrica está asociada a la eficiencia de cada planta.

El Consejo Nacional de Operación (CNO) define el consumo térmico específico como la eficiencia de una unidad de generación térmica, en términos de la cantidad de calor del combustible requerido para generar un kilovatio-hora.

Mediante el Acuerdo CNO No. 557 del 2011, se estableció el procedimiento para realizar la prueba de consumo térmico específico neto y capacidad efectiva neta de las plantas térmicas del SIN. Así, la eficiencia para las plantas que utilizan gas natural para su operación se muestra en la Figura 103.

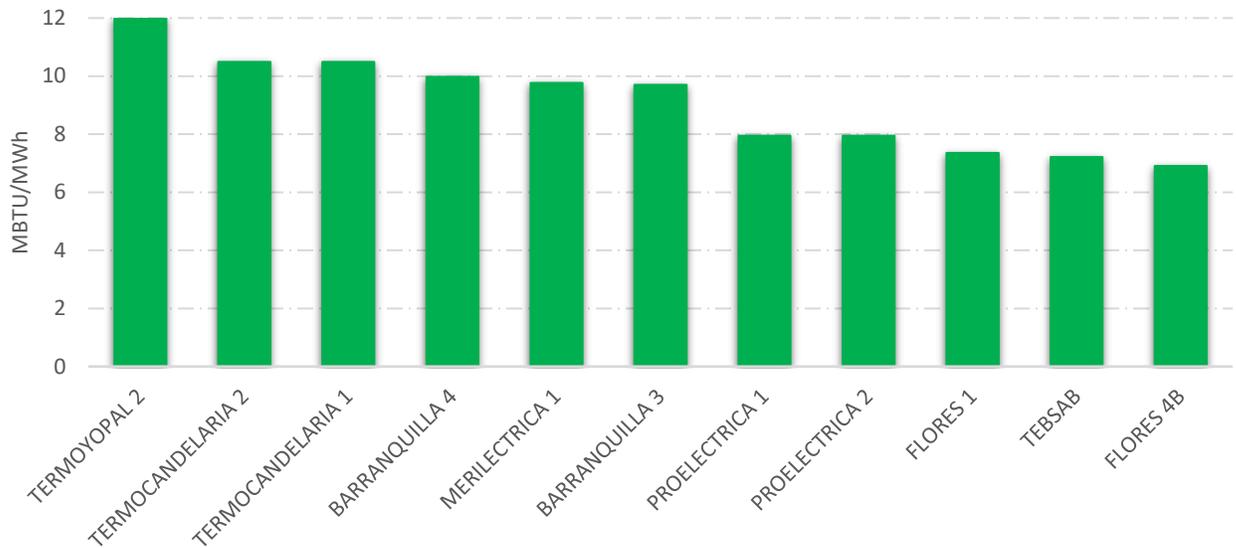


Figura 103. Heat Rate declarado por los agentes para el combustible gas natural. Fuente: elaboración propia a partir de datos del aplicativo PARATEC de XM.

Se puede observar que la plantas con menor consumo de combustible para generar energía eléctrica, es decir, con mayor eficiencia, para el combustible gas natural serían TEBSA y Termoflores IV, plantas que tienen una participación importante en la generación por seguridad y el pago de las reconciliaciones positivas.

No obstante, la eficiencia declarada por los agentes está asociada a la máxima potencia de la planta y no considera una curva para los diferentes valores de utilización y configuraciones asociadas de la planta.

Con el fin de observar cual sería la eficiencia real de las plantas que tienen una participación alta en las restricciones (TEBSA, TERMOCANDELARIA y TERMOFLORES), se comparó el consumo real de combustible y la generación real de las plantas, con la eficiencia declarada por los agentes y establecida mediante el acuerdo CNO No. 557 como se observa en las Figuras Figura 104 a Figura 106.

Se observa que para todas las plantas el consumo de combustible real es más alto que el declarado por los agentes, sin embargo, hay que tener en cuenta varias consideraciones para analizar esta información. En primer lugar, se utilizó la generación real para el cálculo y no la generación por seguridad que es menor; en segundo lugar, el arranque y parada de las plantas influye en el cálculo de la eficiencia, y es por esto que se observan algunos picos en las Figuras; por último, la eficiencia de la planta es más baja cuando la central no opera a plena carga.

De esta manera, se evidencia que la eficiencia real de las plantas no necesariamente corresponde con la eficiencia declarada por los agentes y esto tiene implicaciones en la remuneración recibida por los agentes.

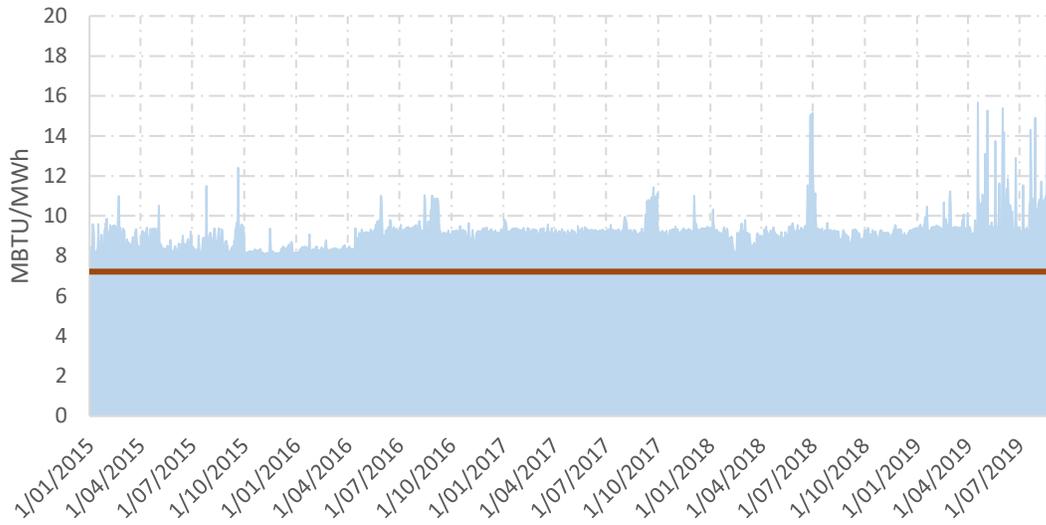


Figura 104. Heat Rate operativo para el combustible gas natural TEBSA. Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

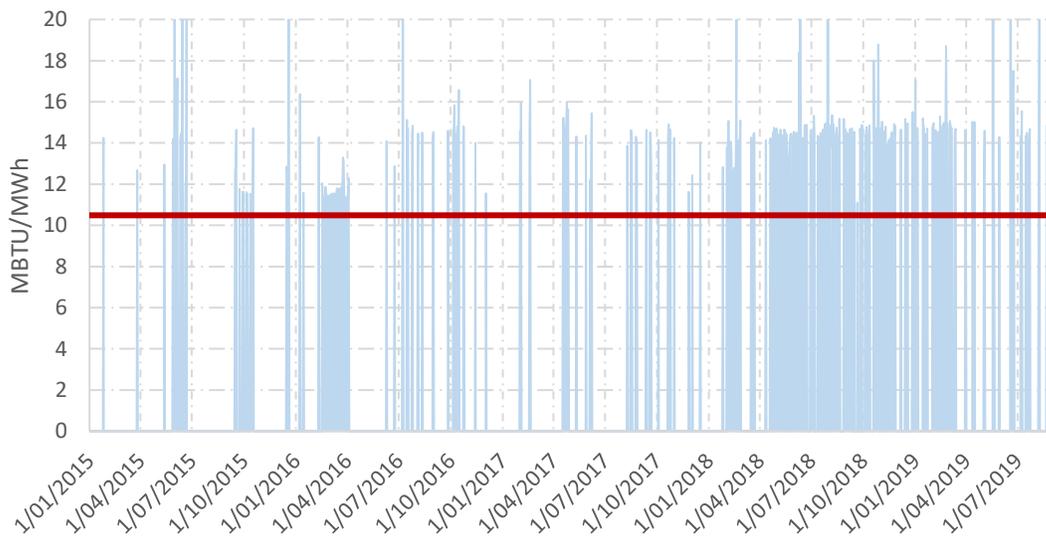


Figura 105. Heat Rate operativo para el combustible gas natural TERMOCANDELARIA. Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

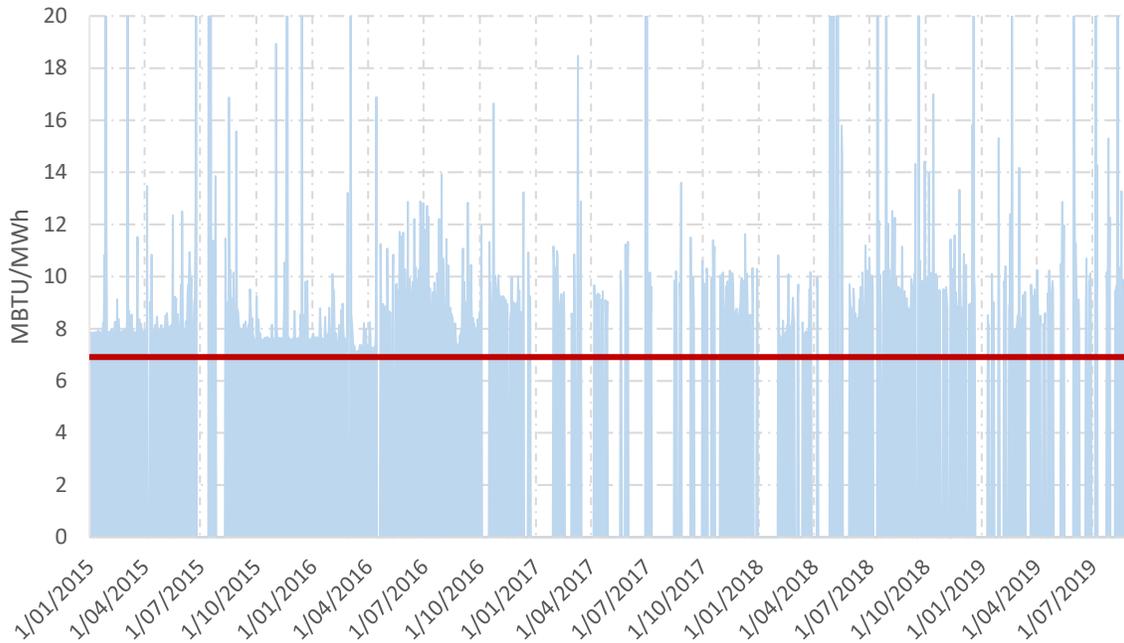


Figura 106. Heat Rate operativo para el combustible gas natural TERMOFLORES. Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

## 4.7. Precio de bolsa

Las condiciones del sistema para el despacho económico y el precio de bolsa impactan el costo de las restricciones que se paga. A medida que el precio de bolsa se incrementa, las plantas del SIN que normalmente no entran en mérito en el despacho ideal para un precio de bolsa bajo, entran en el despacho en mérito, es decir, energía que antes era contabilizada en la generación por seguridad, ahora se encuentra dentro del despacho ideal, reduciendo el valor de las restricciones.

Para mostrar este comportamiento, en la Figura 107 se compara el promedio mensual del precio de bolsa con el componente de restricciones de la fórmula tarifaria. Para validar la relación entre las dos variables se calculó el coeficiente de correlación, encontrando que para el periodo 2015-2019 el valor de este indicador es de -0,198, evidenciando la existencia de una relación inversa entre ambas variables.

Igualmente, se tomaron algunos trimestres dentro de la serie de tiempo para comparar los precios promedios de bolsa y de restricciones, evaluando tanto las variaciones en valores como en porcentaje. En la Tabla 25 se puede ver que, para un incremento en el precio de bolsa, el valor final de restricciones disminuye. Por ejemplo, para el trimestre antes de iniciar el fenómeno de El Niño 2015-16, el precio promedio de bolsa se encontraba en 282,90 \$/kWh y para el último trimestre del 2015, el precio promedio de bolsa se incrementó a 834,60 \$/kWh; para este mismo periodo los valores de las restricciones disminuyeron casi un 20%.

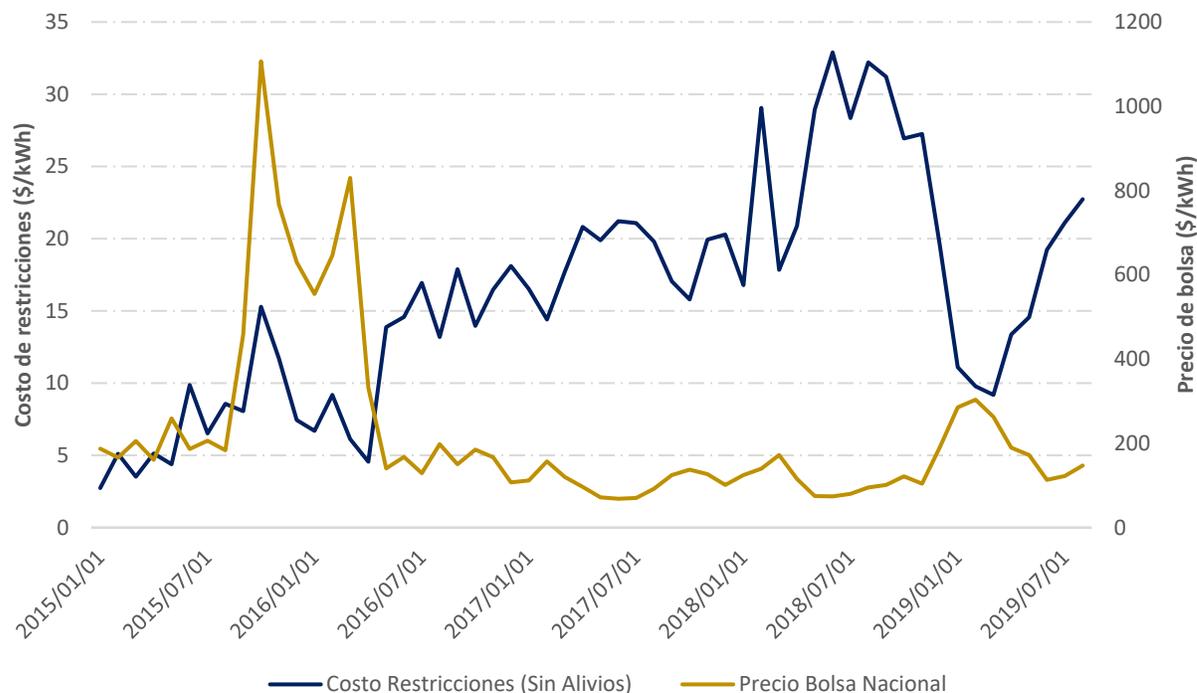


Figura 107. Precio de bolsa vs. componente de restricciones. Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Tabla 25. Variaciones de precio de bolsa y componentes de restricciones.

Trimestre	Precio de Bolsa (\$/kWh)	Variación porcentual del PB respecto al trimestre anterior	Componente Restricciones (\$/kWh)	Variación porcentual de R respecto al trimestre anterior
Jul/15 - Sep/15	282,90	-	8,88	-
Oct/15 - Dic/15	834,60	195,02%	7,18	-19,15%
Abr/16 - Jun/16	213,59	-74,41%	7,24	0,78%
Oct/18 - Dic/18	139,02	-34,91%	34,90	382,31%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

A partir del análisis realizado, es posible evidenciar que existe una relación entre el precio de bolsa y el costo de las restricciones del SIN. No obstante, no es posible concluir de forma contundente que el comportamiento del precio de bolsa afecte el costo de las restricciones.

## 4.8. Liquidación de las reconciliaciones positivas

Un análisis de las declaraciones de costo de suministro y transporte de combustibles para generación de seguridad por parte de los agentes térmicos muestra que dichos costos han tenido incrementos importantes y, de igual forma, los agentes han elevado sus ofertas de precio en el mercado, lo que aumenta el piso para el pago de los costos de reconciliaciones positivas. De forma general, la reconciliación positiva es calculada como el mínimo entre la declaración de costos y el precio de oferta de los agentes.

En las Figuras Figura 108 a Figura 110, se observa la evolución del pago realizado a los agentes por concepto de reconciliación positiva en los últimos cinco años. Para todos los casos, se limitan las

gráficas omitiendo valores atípicos y extremos, que no permiten observar con detalle el comportamiento general de las variables.

En la Figura 108 se observa que para TEBSA se presentó un incremento del 161% entre el 2015 y agosto de 2019, con un precio de reconciliación positiva igual a 353,36 \$/kWh. En la Figura 109 se muestra que para TERMOFLORES se presentó un incremento de casi 60% en el mismo periodo, con un precio de reconciliación positiva igual a 346,15\$/kWh. Mientras que en la Figura 110 se observa que para TERMOCANDELARIA se presentó un descenso del -23%, con un precio de reconciliación positiva igual a 718,75\$/kWh.



Figura 108. Remuneración Reconciliaciones Positivas TEBSA. Elaboración propia a partir de datos de XM.

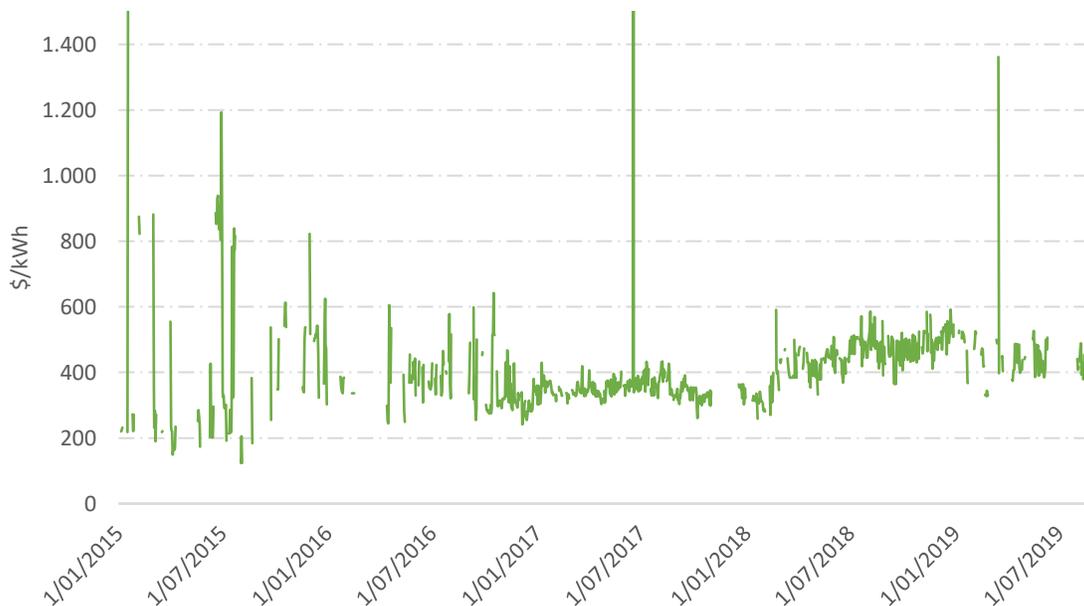


Figura 109. Remuneración Reconciliaciones Positivas Termoflores. Elaboración propia a partir de datos de XM.

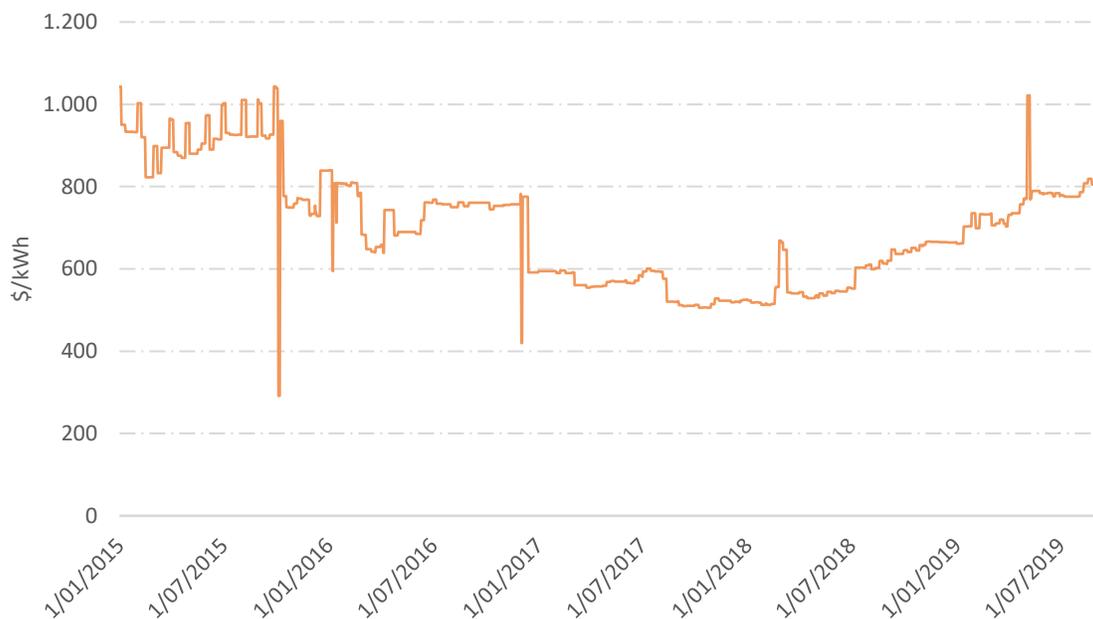


Figura 110. Remuneración Reconciliaciones Positivas Termocandelaria. Elaboración propia a partir de datos de XM.

Al analizar el incremento en el costo de las reconciliaciones positivas, se observa que existen diversos factores de mercado que han incidido en su incremento como el inicio de importaciones de gas para atender generación por seguridad, aumento en la participación del uso de gas nacional de campos más costosos (suministro más transporte), incremento en la TRM con la cual se liquida el combustible, las declaraciones de costos por parte de los agentes, entre otras. Frente este tema particular, la SSPD seguirá profundizando frente a dichos incrementos en el pago de la generación por seguridad.

## 5. Conclusiones y recomendaciones

En este primer informe semestral 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 enero y el 31 de agosto de 2019, para ilustrar el comportamiento de cada mercado y de sus agentes participantes, y como base para la elaboración de indicadores de seguimiento. Como parte del informe se incluyó un análisis del componente de restricciones en el costo del servicio de energía eléctrica, y específicamente el costo asociado a las reconciliaciones positivas por generaciones de seguridad, elemento que ha tenido un impacto importante en los costos de prestación del servicio, y se estudiaron los factores que inciden en dichos costos con el fin de determinar y cuantificar su impacto, y tener un mejor entendimiento de las causas que han incidido en su tendencia creciente durante los últimos años.

En cuanto al seguimiento de variables del mercado eléctrico, sobresalen los altos niveles de generación hidroeléctrica (llegando casi a 80%), principalmente en la segunda mitad del año, que han mantenido los precios de bolsa en valores cercanos a los 150 \$/kWh, con una tendencia al alza hacia el final del periodo, unida a bajos niveles de aportes y del embalse agregado.

Se han presentado algunos picos en los precios de bolsa horarios, por razones como la disponibilidad de activos de generación y las condiciones específicas del sistema, uno de ellos que incluso sobrepasó el precio de escasez de activación en el mes de agosto. Aquí será importante hacer un seguimiento cercano al comportamiento de las ofertas de precio y disponibilidad de los agentes en el mercado, para profundizar en estos casos con el fin de verificar si se trata de conductas anticompetitivas, por ejemplo, asociadas a retención estratégica de cantidades, y realizar análisis beneficio/costo para establecer si en esas condiciones específicas sería más económico atender toda la demanda con recursos costosos o programar racionamientos.

La demanda ha presentado altas tasas de crecimiento, incluso por encima del escenario alto de proyección de la UPME, especialmente en regiones como Antioquia, la costa Caribe y el oriente del país. El porcentaje de contratación para la demanda regulada en el corto plazo es cercano al 80%, con una reducción gradual en el mediano y largo plazo, llegando a niveles de 10% en 2023; mientras que para la demanda no regulada es de 90% en el corto plazo y 70% en el largo plazo. Los contratos son en su mayoría del tipo pague lo contratado, con duración entre 1 y 2 años. Se observaron altos niveles de contratación de los comercializadores con sus mismos agentes generadores o comercializadores integrados, o con los que tiene algún tipo de vinculación, lo que será objeto de un activo seguimiento para parte de la UMMEG teniendo en cuenta los ajustes en la regulación sobre este tema específico.

Los datos de indisponibilidad de la infraestructura eléctrica muestran que los activos de generación han presentado un comportamiento similar al de años anteriores, con tiempo medios de indisponibilidad cercanos a 35 horas. Como es de esperarse, y teniendo en cuenta su mayor porcentaje de generación, la frecuencia de eventos de indisponibilidad es mayor para los activos de generación hidroeléctrica. Para los activos de transmisión, en el 2019 se han presentado menores tiempos medios de indisponibilidad, sin embargo, continúa habiendo activos específicos que presentan altos tiempo de indisponibilidad y que generan demandas no atendidas, sobre todo en la

costa Caribe. En este sentido se debe realizar un seguimiento muy específico a estos comportamientos para identificar claramente causas y cuantificar impactos, y que cada agente responsable asuma los impactos, de acuerdo con la reglamentación vigente.

En lo que tiene que ver con el mercado mayorista de gas natural, con base en los análisis presentados se identifican dos mercados con comportamientos diferentes en precios y oferta, los mercados de la costa y el interior. El mercado de gas de la costa Caribe que se ha caracterizado por la aparición, en los últimos años, de nueva oferta de volúmenes intermedios (Canacol, Geoproduction, Hocol, Lewis), y aunque ha logrado solventar el abastecimiento de corto y mediano plazo, no ha dado una señal de tranquilidad en el largo plazo. Esta situación se ve reflejada en la evolución de los precios de corto plazo, llevando a que los precios de la Costa sean más altos que en el interior.

Relacionado con lo anterior, la operación de la Planta de Regasificación de Cartagena, a pesar de que ha sido un alivio para el sector térmico de la Costa en cuanto a disponibilidad y confiabilidad en el suministro del gas para generación por seguridad, ha presionado al alza los precios para el sector térmico.

En el interior del país hay una situación de relativa tranquilidad y en este momento la demanda se encuentra cubierta con la oferta existente. Sin embargo, la no aparición de nueva oferta genera inquietudes con respecto al desarrollo de este mercado, y sería de esperarse que en los siguientes años los precios del mercado empiecen a reflejar la estrechez que se ve en un futuro cercano, lo que debe ser objeto de seguimiento por parte de la UMMEG.

Por otra parte, al analizar la información de contratos del mercado de gas se puede evidenciar que los precios del mercado interrumpible se encuentran en promedio por debajo de los precios de los contratos en firme. Esta situación debería cambiar en la medida que no aparezca nueva oferta importante o se den picos de demanda ante eventos climáticos como el fenómeno del Niño, que en la actualidad se ha mantenido en condición de neutralidad.

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, por ahora más enfocados y con mayor desarrollo para el mercado eléctrico, muestran que hay niveles moderados y altos de concentración en el mercado de generación eléctrica, en donde resulta de especial preocupación la participación de los agentes en la fijación de precios en el mercado de corto plazo y las estrategias de oferta utilizadas en sus portafolios, lo que será objeto de análisis más detallados en los próximos informes.

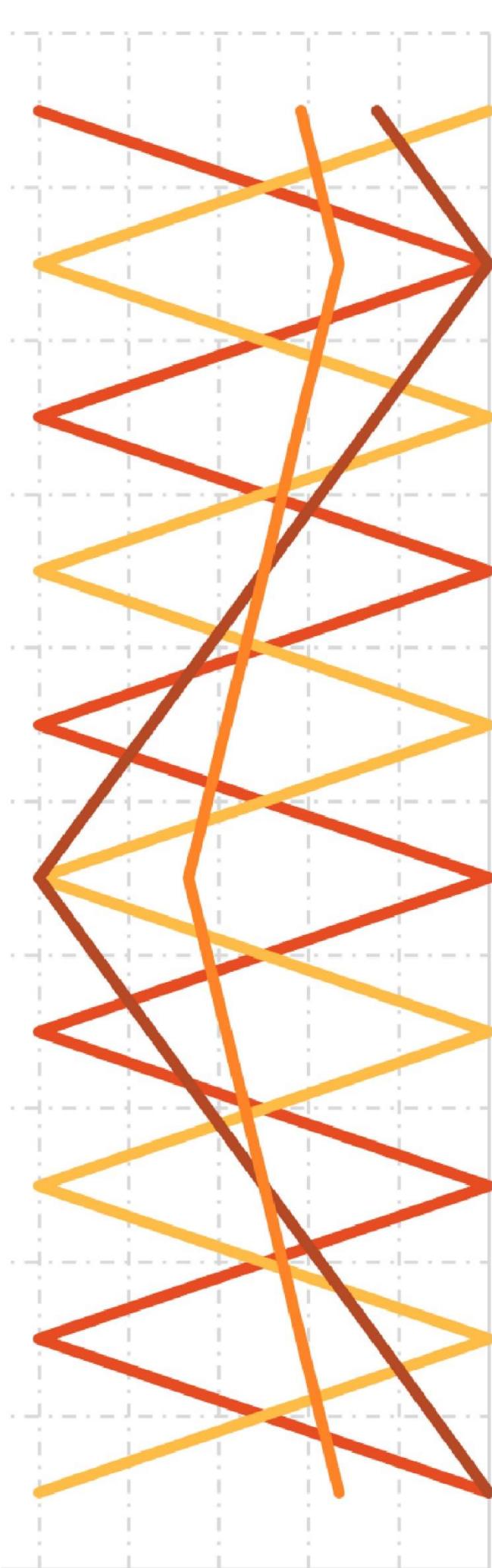
Como un primer acercamiento al tema, en este documento se realizó un análisis sobre las ofertas de los generadores y su comportamiento como agentes con portafolios de generación, con el fin de identificar posibles conductas estratégicas. A partir de un análisis teórico basado en estadísticas descriptivas, se identificaron y analizaron distintos casos reales de ofertas de precio y disponibilidad,

en distintos periodos del año y para diferentes agentes generadores. Dos de los casos reales analizados presentaron lo que se identificó como posibles conductas estratégicas. El primer caso corresponde a tres generadores hidroeléctricos que pertenecen al mismo agente, cuyos coeficientes de variación individuales de precios de oferta son altos (mayores al 100%), pero su coeficiente de variación combinado es bajo (cercano al 50%). Se analizaron los precios ofertados y se observó que éstos son complementarios, esto es, cuando uno sube los demás bajan. En el segundo caso, se mostró el comportamiento de dos generadores hidroeléctricos que pertenecen a diferentes agentes. Los coeficientes de variación obtenidos fueron altos, y en el caso del combinado fue menor a los individuales. Al analizar los precios ofertados, se verificó nuevamente que existía una característica complementaria. Cuando se tiene un comportamiento complementario, es posible que los generadores intercambien roles entre ser un fijador de precio o tener alta probabilidad de ser despachado por orden de mérito. Los comportamientos estratégicos son un reflejo de que los precios ofertados no necesariamente corresponden con los costos marginales. Este tema será objeto de estudios más detallados en informes posteriores.

Otro análisis que se realizó en este documento es el de concentración de poder de mercado en el corto y largo plazo. Para el análisis de corto plazo se estudiaron los indicadores de agentes pivotaes, y se utilizó el índice de oferta residual (IOR). El IOR muestra si la demanda del sistema puede ser cubierta con las ofertas de los demás agentes (esto es, exceptuando la oferta del agente analizado). Para el análisis se consideró el comportamiento individual de los agentes (IOR pivotal), y el comportamiento combinado de dos agentes (IOR bipivotal). Además, se analizaron 4 escenarios de demanda: mínima, promedio, máxima, y de periodo crítico.

Los resultados del análisis de concentración de poder de mercado en el corto plazo arrojaron que no hay señal de alerta en comportamientos individuales, aunque se identifican agentes y situaciones que se encuentran cercanas al límite. En el caso de dos agentes combinados (bipivotal), se obtuvo que hay al menos tres combinaciones de agentes que tendrían el potencial de ejercer poder de mercado. Adicionalmente, la demanda analizada tiene un fuerte impacto en el análisis del IOR. Los casos de periodo crítico y de demanda máxima disminuyen el valor de los IOR y, por lo tanto, hay más combinaciones de agentes que pueden ejercer poder de mercado, y durante más horas del día.

Con respecto al tema de restricciones y los factores que tienen impacto en sus costos, al analizar el incremento en el costo de las reconciliaciones positivas, se observa que existen diversos factores de mercado que han incidido en su incremento como el inicio de importaciones de gas para atender generación por seguridad, aumento en la participación del uso de gas nacional de campos más costosos (suministro más transporte), incremento en la TRM con la cual se liquida el combustible, las declaraciones de costos por parte de los agentes, entre otras. Frente este tema particular, la SSPD seguirá profundizando frente a dichos incrementos en el pago de la generación por seguridad.



Carrera 18 No. 84-35  
Bogotá D.C., Colombia  
(571) 691-3005  
[www.superservicios.gov.co](http://www.superservicios.gov.co)  
[sspd@superservicios.gov.co](mailto:sspd@superservicios.gov.co)



El futuro  
es de todos

DNP  
Departamento  
Nacional de Planeación