

UMMEG

Unidad de Monitoreo de Mercados  
de Energía y Gas Natural



El futuro  
es de todos

DNP  
Departamento  
Nacional de Planeación



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

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



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

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

## **EQUIPO DE TRABAJO**

### **EQUIPO ENERGÍA ELÉCTRICA**

Luis Alejandro Galvis Peñuela

Miguel Andrés Velásquez Motta

### **EQUIPO GAS NATURAL**

Laura Eva Barragán Torres

Omar Enrique Tovar De La Cruz

### **EQUIPO DE TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN**

Jorge Emiro López Amaya

Manuel Felipe Restrepo Londoño

Jorge Andrés Vanegas Ramírez

### **COORDINADOR**

Balsser Antonio Jiménez Rivera

**FECHA DE PUBLICACIÓN: agosto 2021**



# Contenido

1. Resumen ejecutivo .....	11
2. Seguimiento a variables de mercado .....	13
2.1. Mercado de energía eléctrica .....	13
2.1.1. Oferta - Generación por combustible .....	14
2.1.2. Oferta - Nivel de embalses .....	15
2.1.3. Demanda .....	17
2.1.4. Eventos de indisponibilidad en la infraestructura de energía eléctrica.....	19
2.1.4.1. Indisponibilidad de plantas de generación.....	19
2.1.4.2. Indisponibilidad de infraestructura de transmisión .....	24
2.1.5. Restricciones.....	26
2.1.6. Reconciliación positiva y generación fuera de merito.....	26
2.1.7. Contratos con destino al mercado regulado.....	27
2.1.7.1. Convocatorias presentadas en SICEP.....	29
2.1.8. Contratos con destino al mercado no regulado .....	31
2.1.9. Análisis de contratos por agente .....	32
2.2. Mercado de gas natural.....	39
2.2.1. Producción .....	39
2.2.2. Importaciones.....	41
2.2.3. Disponibilidad y uso de la infraestructura de gas natural .....	41
2.2.4. Demanda .....	47
2.2.5. Precios .....	55
3. Análisis de indicadores .....	59
3.1. Indicadores mercado de energía eléctrica.....	59
3.1.1. Indicadores de Concentración HHI.....	59
3.1.2. Indicadores de Oferta Residual .....	61
3.1.3. Comparación de Indicadores.....	62
3.1.4. Seguimiento a fijación de precios de bolsa .....	67



3.1.5.	Porcentaje de cubrimiento para agentes generadores .....	69
3.1.6.	Porcentaje para ventas de agentes generadores.....	69
3.1.7	Ventas en contratos vs obligaciones de Energía en firme .....	70
3.1.8	Indicadores de disponibilidad y obligaciones de energía firme.....	70
3.2.	Indicadores mercado de gas natural.....	74
3.2.1.	Índices de precios nacional vs importado .....	74
3.2.1.1.	Comparación de precios nacional para sectores térmico y no térmico.....	75
3.2.2.	Participación en la contratación del mercado primario por productor .....	76
3.2.3.	Curva de oferta agregada de contratos.....	76
3.2.3.	Declaraciones de Producción 2021 y Perspectivas de Largo Plazo .....	77



## Lista de Tablas

Tabla 1. Participación en la generación por recurso en el periodo de análisis.....	15
Tabla 2. Duración media y frecuencia de indisponibilidades debidas a mantenimientos programados en el periodo de análisis. ....	20
Tabla 3. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas hidroeléctricas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis. ....	22
Tabla 4. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas térmicas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis.....	24
Tabla 5. Cantidad de contratos con destino al mercado regulado en el periodo de análisis. ....	28
Tabla 6. Algunas estadísticas de contratos con destino al mercado regulado en el periodo de análisis. ....	29
Tabla 7. Resumen de convocatorias del SICEP en el periodo de análisis. ....	30
Tabla 8. Cantidad de contratos con destino al mercado no regulado en el periodo de análisis. ....	32
Tabla 9. Algunas estadísticas de contratos con destino al mercado no regulado en el periodo de análisis. ....	32
Tabla 10. Siglas de Agentes .....	33
Tabla 11. Variables asociadas a la contratación por agentes generadores vigentes al último día del periodo de análisis, GWh.....	34
Tabla 12. Otras variables asociadas a la contratación por agentes vendedores vigentes al último día del periodo de análisis, en MWh. ....	35
Tabla 13. Precios de los contratos para agentes vendedores vigentes al último día del periodo de análisis, en \$/kWh.....	36
Tabla 14. Cantidad de contratos por agentes vendedores vigentes al último día del periodo de análisis. ....	38
Tabla 15 Variación de la producción total de gas con respecto al trimestre anterior (GBTUD). ....	40
Tabla 16. Energía mensual inyectada al SNT por la planta de regasificación en el periodo de análisis. ....	41
Tabla 17. Variación de la demanda promedio en el periodo de análisis frente al trimestre anterior.....	48
Tabla 18. Variación de la demanda promedio para mayo 2021 frente al mismo mes en el año anterior (GBTUD). ....	48



Tabla 19. Consumo de gas para generación en la costa en el periodo de análisis. ....	53
Tabla 20. Consumo de gas nacional para generación en el interior en el periodo de análisis. .....	54
Tabla 21. Variación del precio promedio ponderado de contratos en firme del mercado primario por fuente frente al trimestre anterior.....	55
Tabla 22. Variación del precio promedio ponderado de contratos en firme del mercado primario por sector de consumo frente al trimestre anterior. ....	56
Tabla 23. Variación del precio promedio ponderado de contratos en interrumpible del mercado primario por fuente frente al trimestre anterior.....	57
Tabla 24. Variación del precio promedio ponderado de contratos en interrumpible del mercado primario por fuente frente al trimestre anterior.....	58
Tabla 25. Indicadores ICOEF e ICOEF <sup>AS</sup> de plantas hidroeléctricas en el periodo de análisis.	72
Tabla 26. Indicadores ICOEF e ICOEF <sup>AS</sup> de plantas térmicas en el periodo de análisis.....	72
Tabla 27. Variación del potencial de producción publicada en 2021 frente al año anterior..	78
Tabla 28. Variación de la producción total disponible para la venta publicada en 2021 frente al año anterior. ....	79



## Lista de Figuras

Figura 1. Generación diaria por tipo de recurso en el periodo de análisis. ....	14
Figura 2. Generación diaria con recursos fósiles en el periodo de análisis. ....	14
Figura 3. Volumen útil diario del embalse agregado en porcentaje en el periodo de análisis. .....	15
Figura 4. Volumen útil diario del embalse agregado en energía en el periodo de análisis. ....	16
Figura 5. Aportes de energía por región en el periodo de análisis. ....	16
Figura 6. Aportes de energía y porcentaje de la media histórica en el periodo de análisis. ....	16
Figura 7. Demanda de energía mensual y escenarios de proyección de la UPME.....	17
Figura 8. Demanda promedio mensual por región, participación sobre el total del periodo analizado y comparación frente al trimestre anterior, y demanda no atendida promedio mensual por región.....	18
Figura 9. Duración media y frecuencia de indisponibilidades debidas a mantenimientos programados de plantas de generación en el periodo de análisis.....	19
Figura 10. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas hidroeléctricas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis. ....	21
Figura 11. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas térmicas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis.....	23
Figura 12. Media y desviación estándar de horas de indisponibilidad en activos de transmisión. ....	24
Figura 13. Media y desviación estándar de horas compensadas por indisponibilidad en activos de transmisión. ....	25
Figura 14. Densidad de probabilidad y probabilidad acumulada de las horas de indisponibilidad por activo de transmisión en el periodo de análisis.....	25
Figura 15. Activos de transmisión con más horas de indisponibilidad en el periodo de análisis. .....	25
Figura 16. Evolución costo de restricciones.....	26
Figura 17. <i>Reconciliación Positiva</i> .....	26
Figura 18. <i>Generación Fuera de Merito</i> .....	27
Figura 19. Contratos con destino al mercado regulado por tipo de contrato en el periodo de análisis.....	28
Figura 20. Contratos con destino al mercado no regulado por tipo de contrato en el periodo de análisis. ....	31



Figura 21. Energía contratada para los agentes vendedores con mayor participación en el mercado vigente al último día del periodo de análisis .....	36
Figura 22. Precios de los contratos para agentes vendedores con mayor participación en el mercado vigentes al último día del periodo de análisis.....	37
Figura 23. Cantidad de contratos de los agentes vendedores con mayor participación en el mercado vigente al último día del periodo de análisis. ....	39
Figura 24. Producción total de gas por campo durante el último año. ....	39
Figura 25. Participación en la producción de gas por campo en el periodo de análisis.....	40
Figura 26 Gas inyectado diario e inventario total de la planta de regasificación en el periodo de análisis. ....	41
Figura 27. Producción total de gas por región y eventos de indisponibilidad en el periodo de análisis.....	42
Figura 28. Distribución de mantenimientos .....	42
Figura 29. Distribución de mantenimientos por porcentaje de restricción.....	43
Figura 30. Distribución de mantenimientos .....	43
Figura 31. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cogua. ....	44
Figura 32 Porcentaje de uso por tramos del .....	44
Figura 33. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Medellín. ....	45
Figura 34. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cali.....	45
Figura 35. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Ballena – Cartagena.....	46
Figura 36. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Jobo – Cartagena.....	46
Figura 37. Demanda diaria de gas por sector de consumo .....	47
Figura 38. Distribución de la demanda por sector de consumo en el periodo de análisis.....	47
Figura 39. Demanda diaria de gas sector GNVC en el periodo de análisis. ....	49
Figura 40. Demanda diaria de gas sector térmico en el periodo de análisis.....	49
Figura 41. Demanda diaria de gas sector industrial en el periodo de análisis. ....	50
Figura 42. Demanda diaria de gas sector refinería en el periodo de análisis.....	50
Figura 43. Demanda diaria de gas sector Consumos Ecopetrol en el periodo de análisis.....	51
Figura 44. Demanda diaria de gas sector Petroquímica en el periodo de análisis.....	51
Figura 45. Demanda diaria de gas Otros Sectores en el periodo de análisis.....	52
Figura 46. Demanda diaria de gas sector regulado por grupo de consumo en el periodo de análisis.....	52
Figura 47. Consumo de gas para generación en la costa en el periodo de análisis.....	53
Figura 48. Consumo de gas nacional para generación en el interior en el periodo de análisis. ....	54





Figura 49. Precio promedio ponderado de contratos en firme del mercado primario por fuente en el periodo de análisis.....	55
Figura 50. Precio promedio ponderado de contratos por sector de consumo en el mercado primario en el periodo de análisis. ....	56
Figura 51. Precio promedio ponderado de contratos en interrumpible del mercado primario por fuente en el periodo de análisis.....	57
Figura 52. Precio promedio ponderado de contratos en interrumpible del mercado primario por sector de consumo en el periodo de análisis.....	58
Figura 53. HHI Disponibilidad real .....	59
Figura 54. <i>HHI Generación real</i> .....	59
Figura 55. HHI de fijaciones precio de bolsa.....	60
Figura 56. IOR agentes generadores.....	61
Figura 57. Comparación de indicadores ISAGEN .....	62
Figura 58. Comparación de indicadores EMGESA.....	63
Figura 59. <i>Comparación de indicadores EPM</i> .....	64
Figura 60. Comparación de indicadores CELSIA .....	65
Figura 61. Comparación de indicadores URRRA.....	66
Figura 62. <i>Fijación de precios de bolsa por planta, marzo-mayo de 2021</i> .....	67
Figura 63. <i>Fijación de precios por planta, marzo 2021</i> .....	67
Figura 64. <i>Fijación precios de bolsa por planta, abril 2021</i> .....	68
Figura 65. <i>Fijación precios de bolsa por planta, mayo 2021</i> .....	68
Figura 66. <i>% cubrimiento de generadores</i> .....	69
Figura 67. <i>% Generación para ventas agentes generadores</i> .....	69
Figura 68. <i>% ventas en contratos/OEF</i> .....	70
Figura 69. Indicadores ICOEF e ICOEF <sup>AS</sup> con el porcentaje de cobertura de plantas hidráulicas en el periodo de análisis .....	71
Figura 70. Indicadores ICOEF e ICOEF <sup>AS</sup> con el porcentaje de cobertura de plantas térmicas en el periodo de análisis. ....	71
Figura 71. Índices de precios nacional vs importado por campo de producción en el periodo de análisis.....	74
Figura 72. Comparación de índices de precios nacional vs importado en el periodo de análisis y trimestres anteriores. ....	75
Figura 73. Comparación de precios entre el sector térmico y no térmico por campo en el periodo de análisis.....	75
Figura 74. Participación de los productores en la contratación del mercado primario en el periodo de análisis.....	76



Figura 75. Curva de oferta agregada de contratos para el mercado primario en el periodo de análisis.....	76
Figura 76. Declaración de Producción 2020 vs 2021.....	77
Figura 77. Declaración de Producción 2020 vs 2021.....	78
Figura 78. Declaración de Producción para Cupiagua 2020 vs 2021.....	79
Figura 79. Producción Total Disponible para la Venta para Cupiagua.....	80
Figura 80. Declaración de Producción para Cusiana 2020 vs 2021.....	80
Figura 81. Producción Total Disponible para la Venta para Cusiana.....	81
Figura 82. Declaración de Producción para los campos del sur de la costa 2020 vs 2021.....	81
Figura 83. Producción Total Disponible para la Venta para Sur Costa.....	82
Figura 84. Declaración de Producción para Guajira 2020 vs 2021.....	82
Figura 85. Producción Total Disponible para la Venta para Guajira.....	83
Figura 86. Declaración de Producción para Bonga y Mamey 2020 vs 2021.....	83
Figura 87. Producción Total Disponible para la Venta para Bonga y Mamey.....	84
Figura 88. Declaración de Producción para Bonga y Mamey 2020 vs 2021.....	84
Figura 89. Producción Total Disponible para la Venta para Bullerengue.....	85
Figura 90. Declaración de Producción para Gibraltar 2020 vs 2021.....	85
Figura 91. Producción Total Disponible para la Venta para Gibraltar.....	86
Figura 92. Declaración de Producción para Otros Campos Interior 2020 vs 2021.....	86
Figura 93. Producción Total Disponible para la Venta para otros campos del Interior.....	87
Figura 94. Declaración de Producción para Otros Campos Interior 2020 vs 2021.....	87
Figura 95. Producción Total Disponible para la Venta para otros campos de la costa.....	88



# 1. Resumen ejecutivo

Este boletín está dividido en dos partes generales, en una primera parte se realiza un análisis de variables y una segunda que calcula y analiza indicadores de los mercados de energía y gas durante el periodo comprendido entre el 1º de marzo y el 31 de mayo de 2021.

Respecto al análisis de variables se hace un seguimiento a la oferta, demanda, precios, disponibilidad de infraestructura, contratación; así como la descripción y análisis de algunos de los hechos más relevantes relacionados con dichos mercados.

En términos de energía eléctrica el periodo de análisis se caracterizó por ser un periodo de altos aportes hídricos, que se anticiparon al inicio del invierno 2021. El volumen útil al iniciar el mes de marzo 2021 estuvo cercano al 53% y posteriormente empezó a aumentar hasta un nivel cercano al 80% a finales de mayo 2021. Debido a los altos aportes que experimentó el sistema en el periodo analizado, éstos se mantuvieron por encima de los aportes medios históricos. Así, los aportes medios del periodo analizado estuvieron cercanos a los 250 GWh/día.

Para la demanda de energía eléctrica, el periodo análisis se caracterizó por las situaciones de orden público, las cuales disminuyeron el consumo y la recuperación que se venía observando en el mes de marzo.

Continúan existiendo activos específicos de transmisión y subtransmisión que presentan altos tiempos de indisponibilidad y que generan demandas no atendidas, sobre todo en la costa Caribe, así como aumentos de las necesidades de generación fuera de mérito. Así mismo, se observó que las estadísticas de duración y frecuencia de indisponibilidades en las plantas térmicas fueron menores respecto a las de las plantas hidroeléctricas; en estas últimas, la principal causa de indisponibilidad tiene que ver con la disponibilidad del recurso para las plantas filo de agua o con embalse de baja regulación.

En relación a restricciones, se observa que se mantiene la correlación negativa entre el precio de bolsa y el costo de restricciones, en marzo y abril el costo de las restricciones es menor frente al costo observado en mayo, debido a los precios de bolsa observados; se mantiene el área caribe como el área donde se presentan los mayores requerimientos de generación de seguridad.

En el mercado de gas natural, en lo referente a producción, los principales impactos se debieron al mantenimiento de Cusiana realizado entre marzo y abril, y por la situación de orden público que afectó tanto la demanda como la producción de gas de Cusiana que tuvo que limitar su capacidad por dificultades en evacuación de GLP. Por otra parte, debido a la baja inyección de gas importado para atención de demanda térmica, durante el trimestre sólo fue necesaria la llegada de un cargamento para reestablecer el inventario de la planta SPEC.

En relación con la demanda de gas, se observa una disminución de la demanda no regulada principalmente por la disminución del consumo térmico, el cual se vio afectado en la costa por altos



embalses y en el interior por una menor disponibilidad por temas de orden público. También se observó una disminución en otros sectores como GNVC e industrial debido a la situación de orden público y el mantenimiento en Cusiana. Finalmente, es de resaltar la disminución del sector Petroquímico el cual se vio influenciado por el mantenimiento del gran usuario Yara.

En lo que se refiere a precios, durante el trimestre se observaron precios estables en el mercado primario firme siendo los más altos los de la Sur Costa y Guajira (por encima de 5 USD/MBTU) con destino al sector térmico; esta situación también se presenta en el mercado primario interrumpible. Al comparar los precios entre sectores, el sector termoeléctrico tiene los precios más altos (por encima de los 6.5 USD/GBTU) frente a los demás sectores (por debajo de los 4.5 USD/GBTU).

En la segunda parte del boletín se presenta una serie de indicadores de los mercados de gas natural y energía eléctrica.

El mercado eléctrico se observa que el indicador de concentración se mueve entre un nivel medio y un nivel medio-alto para la disponibilidad ideal y generación real, respectivamente. En relación a fijaciones el indicador de concentración está en el rango alto, lo anterior relacionado con la agregación de portafolios por parte de los pocos agentes que tiene el sector.

En lo que tiene que ver con los indicadores del mercado de gas natural, se presenta, entre otros, el indicador que compara la situación de precios de gas de los diferentes campos nacionales con los precios de gas importado de los que se tiene referencia para el período analizado. En este caso, se observa que el gas nacional sigue siendo competitivo, aunque la diferencia con ciertos campos de la Costa Atlántica no es muy significativa. Es de especial importancia el análisis que se incluye al final sobre las Declaraciones de Producción realizada durante el 2021 ya que se puede observar que la situación de oferta de gas de mediano y largo plazo y, por ende, el abastecimiento de la demanda nacional, aún tiene un panorama incierto y no habría seguridad sobre la capacidad que tendrá la oferta nacional para cubrir las necesidades del mercado colombiano en el futuro.



## 2. Seguimiento a variables de mercado

Esta sección, desarrolla un análisis de las diferentes variables del mercado de energía eléctrica y gas, tales como: i) oferta, ii) demanda, iii) disponibilidad de infraestructura y iv) precios estimados de contratos por tipos para el mercado de energía eléctrica (mercado regulado y no regulado), precios por fuente, tipo y uso para el mercado de gas.

### 2.1. Mercado de energía eléctrica

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

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

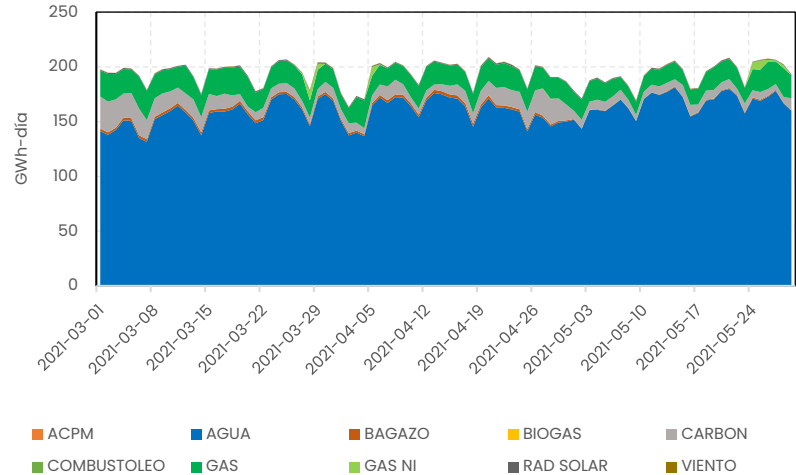


## 2.1.1. Oferta – Generación por combustible

En la Figura 1 se muestra el comportamiento de la generación total diaria por tipo de recurso para el periodo de análisis. La participación porcentual de cada uno de los recursos se muestra en la Tabla 1. De este modo se observa que, con el recurso hídrico se generó el 82.60% de la energía del periodo marzo de 2021 a mayo de 2021, mientras que los recursos fósiles participaron con el 16.89%, y los recursos renovables no convencionales aportaron el restante 0.51%. De este modo se presentó un aumento desde el inicio del periodo de análisis; sin embargo, se observa un decrecimiento en la generación a finales de abril debido a la disminución de la demanda por la situación de orden público, el cual se empieza a normalizar a partir de la segunda semana de mayo.

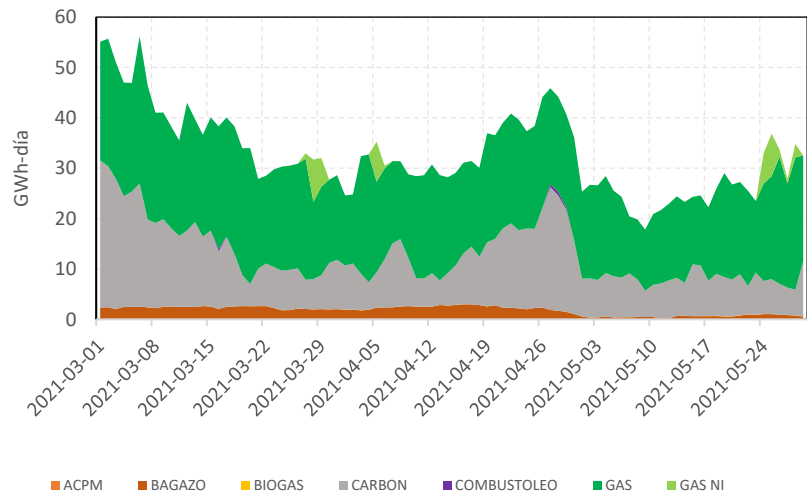
En la Figura 2 se muestra en detalle la participación de los recursos fósiles en la generación durante el periodo de análisis, se observa una alta participación al inicio del periodo de análisis y un posterior decrecimiento explicado por los altos aportes hídricos del sistema, el combustible más utilizado corresponde al Gas, lo cual es apalancado por la generación mínima de seguridad en la costa caribe la cual está conformada por una mayor componente a gas seguida de carbón.

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



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

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



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



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

Tipo de recurso	Generación (GWh)	Porcentaje de participación (%)
ACPM	0.24	0.00
AGUA	14773.28	82.60
BAGAZO	160.41	0.90
BIOGAS	1.46	0.01
CARBON	1017.24	5.69
COMBUSTOLEO	2.18	0.01
GAS	1797.18	10.05
GAS NI	43.14	0.24
RAD SOLAR	71.16	0.40
VIENTO	19.55	0.11
Total	17885.84	100.00

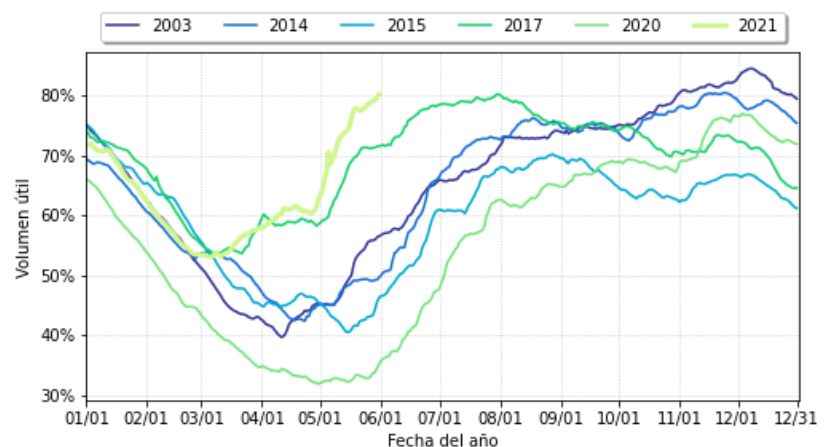
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

## 2.1.2. Oferta - Nivel de embalses

La Figura 3 y la Figura muestran el comportamiento del embalse agregado, a partir de la evolución del volumen útil diario<sup>1</sup>, tanto en porcentaje como en energía, respectivamente; los datos se muestran de manera diaria para el periodo de análisis y se comparan contra el comportamiento de la misma variable en otros años de referencia relevantes<sup>2</sup> (2003, 2014, 2015, 2017, y 2020).

En la Figura 3, el porcentaje corresponde a la relación entre el volumen útil diario y la capacidad útil del embalse. Para el periodo analizado (marzo 2021 – mayo 2021), el nivel de embalse estuvo por encima de los

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



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

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

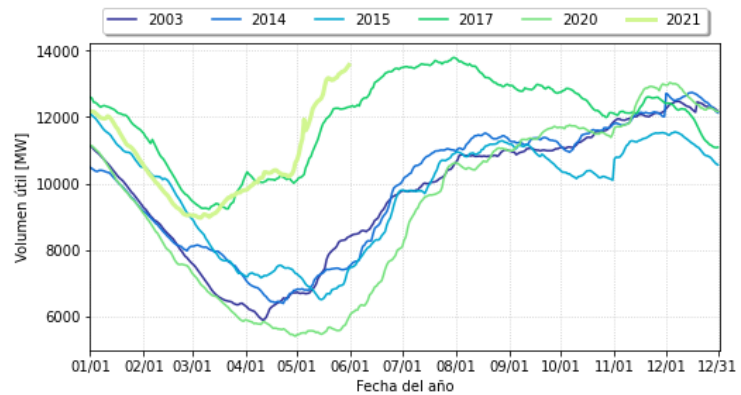
<sup>2</sup> Los años 2003, 2014, 2015, y 2020 se consideran años con bajos aportes, mientras que el año 2017 se consideró un año húmedo.



demás años de referencia, presentando un crecimiento aproximado de 26%, pasando de 54% a principios de marzo y llegando a 80% a final de mayo. Este comportamiento se dio principalmente por un fuerte aumento en los aportes hídricos que se han presentado en todo el país.

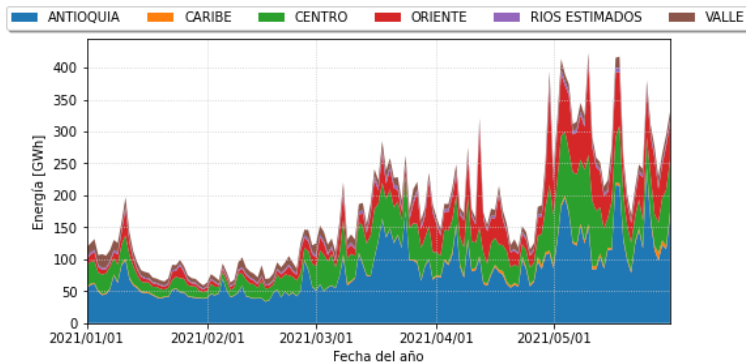
Respecto al nivel de embalse en energía (Figura 4), el comportamiento es muy similar al descrito anteriormente, respecto a los años anteriores presenta un mayor nivel de energía, alcanzando niveles superiores al de la serie del año 2017.

Figura 4. Volumen útil diario del embalse agregado en energía en el periodo de análisis.



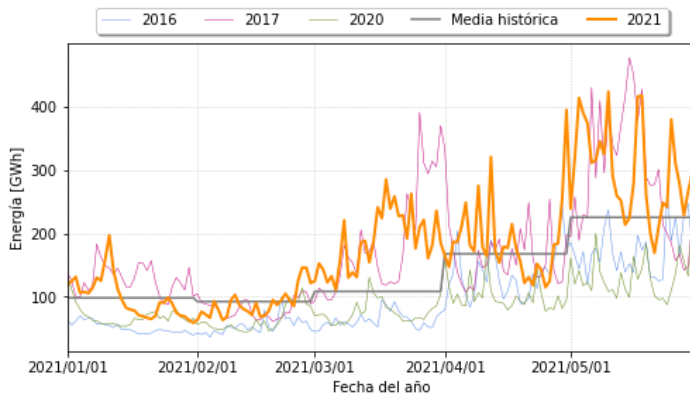
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

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



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Figura 6. Aportes de energía y porcentaje de la media histórica en el periodo de análisis.



La Figura 5. muestra los aportes de energía por región en el periodo de análisis. Se observa que las tres regiones con mayores aportes son Antioquia, Centro y Oriente. Los aportes totales varían entre 120 y 420 GWh-día aproximadamente, y el mes de análisis con mayor cantidad de aportes fue mayo 2021 (promedio cercano a 300 GWh-día), mientras que marzo y abril 2021 tuvieron un promedio cercano a 180 GWh-día.

Por otro lado, la Figura 6 presenta la comparación entre los aportes totales del periodo analizado contra los aportes totales del año 2016 (año seco), año 2017 (año húmedo), y los aportes del periodo de análisis sobre la media histórica. Se puede observar que los aportes del periodo de análisis tuvieron una tendencia de crecimiento similar a la que se presentó en el año 2017; así mismo, los aportes estuvieron por encima de la media histórica particularmente en el mes de marzo y mayo del año 2021.





Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

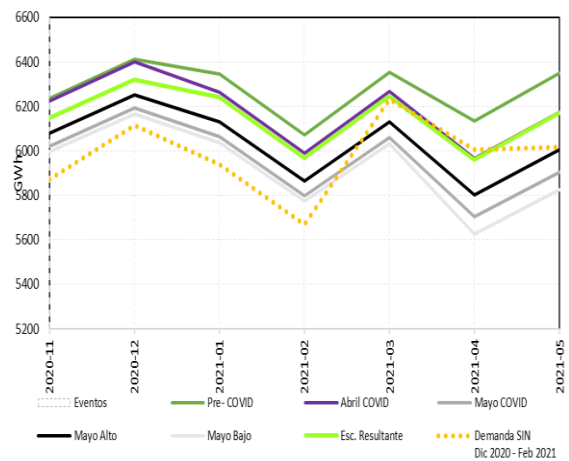
### 2.1.3. Demanda

En la Figura 7. se muestra la evolución de la demanda agregada mensual para el periodo de análisis (línea punteada amarilla), en comparación con los escenarios de proyección de demanda de la UPME publicados en junio de 2020.

Se observa que antes del periodo de análisis, la demanda real estaba por debajo de la proyección de demanda de la UPME para el escenario resultante como consecuencia de las medidas de aislamiento preventivo obligatorio (APO) adoptadas por el Gobierno Nacional; sin embargo, a partir de marzo la demanda empieza a presentar un comportamiento similar a la proyección para el escenario resultante, la cual se ve afectada para los meses de abril y mayo debido a un decrecimiento debido a la situación de orden público del país.

La máxima demanda alcanzada para este periodo correspondió al mes de marzo de 2021, presentando un valor de 6.223 GWh, con un comportamiento de disminución para los otros dos meses.

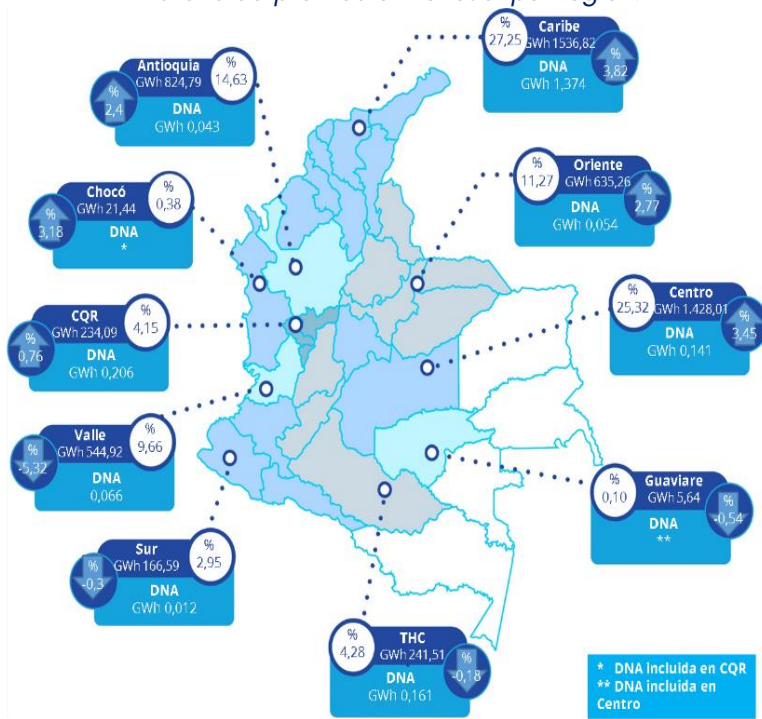
Figura 7. Demanda de energía mensual y escenarios de proyección de la UPME.



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



Figura 8. Demanda promedio mensual por región, participación sobre el total del periodo analizado y comparación frente al trimestre anterior, y demanda no atendida promedio mensual por región.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Sobre el mapa se presenta la demanda promedio mensual por región para el periodo marzo de 2021 a mayo de 2021, así como su participación porcentual respecto del total; además, en los círculos de color azul oscuro se muestran las variaciones porcentuales con respecto al trimestre anterior, y finalmente, la demanda no atendida (DNA)<sup>3</sup> promedio mensual por región incluyendo solamente el periodo de análisis.

Las mayores participaciones en la demanda total corresponden a las regiones Caribe (27,25%), Centro (25,32%) y Antioquia (14,63%); y las regiones que más crecieron para el periodo de análisis respecto al trimestre anterior fueron Caribe (3,82%) y Centro (3,45%).

Se presentaron unas afectaciones negativas asociadas al impacto del COVID-19 y la situación de orden público en la demanda del país, en las regiones Sur (-0,3%), Valle (-5,32%), THC4 (-0,18%), y Guaviare (-0,54%).

Para este periodo de análisis se observa que la región que presenta la reducción más importante en su demanda es Valle que tiene una reducción respecto al trimestre anterior al trimestre de estudio del 5,32%, mientras que la región Caribe tuvo la mayor DNA del país.

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

<sup>4</sup> THC - Tolima, Huila y Caqueta



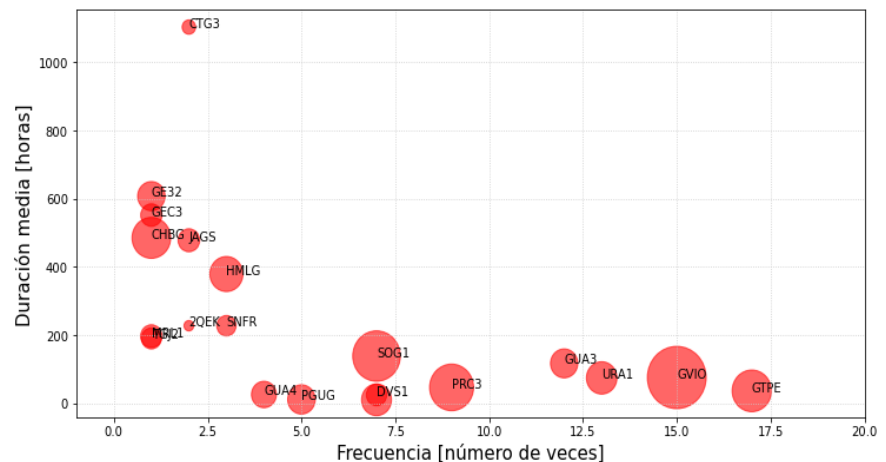
## 2.1.4. Eventos de indisponibilidad en la infraestructura de energía eléctrica

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

### 2.1.4.1. Indisponibilidad de plantas de generación

La Figura 9. muestra la dispersión en duración media y frecuencia de eventos de indisponibilidad en plantas de generación para el periodo de análisis, asociados únicamente a mantenimientos programados<sup>5</sup>. Se muestran las plantas de generación que presentaron los valores más altos en ambos ítems. Además, el diámetro de la circunferencia representa la capacidad relativa de cada planta. Se debe anotar que las estadísticas presentadas se pueden ver afectadas, por ejemplo, por eventos como mantenimientos programados de larga duración, no obstante que dichos mantenimientos son necesarios para disminuir las tasas de fallas y garantizar la operación segura del sistema.

Figura 9. Duración media y frecuencia de indisponibilidades debidas a mantenimientos programados de plantas de generación en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

<sup>5</sup> Los eventos se identificaron por cada unidad, pero fueron relacionados a la planta; por ejemplo, si la unidad 1 de la planta A y la unidad 2 de la planta A presentan un evento, se considera que la planta A tuvo 2 eventos.



Asimismo, la Tabla 2 muestra los datos de duración media y frecuencia para las plantas que iniciaron mantenimientos en el periodo analizado. Se resalta que la planta que tuvo una mayor cantidad de mantenimientos es Guatapé, con una frecuencia de 17 mantenimientos y una duración media cercana a 36 horas, seguida por Guavio con 15 mantenimientos y duración media de 75 horas. Por otro lado, Cartagena 3 presentó un mantenimiento con una duración media de 1103 horas. En general se observa que las plantas térmicas presentan mayores duraciones de los mantenimientos con menores frecuencias, mientras que las plantas hidroeléctricas tienen mayor frecuencia de eventos de mantenimiento, con menor duración.

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

Nombre	Código	Duración (h)	Frecuencia
AMOYA LA ESPERANZA	MOY1	124,04	4
BETANIA	CHBG	485,15	1
CARTAGENA 2	CTG2	43,38	1
CARTAGENA 3	CTG3	1103,49	2
CHIVOR	CHVR	8,29	4
DARIO VALENCIA SAMPER	DVSI	24,45	7
EL QUIMBO	QUII	75,81	2
ESMERALDA	ESMR	79,99	2
GECELCA 3	GEC3	552,00	1
GECELCA 32	GE32	607,58	1
GUADALUPE III	GUA3	117,00	12
GUADALUPE IV	GUA4	25,75	4
GUAJIRA 2	TGJ2	190,22	1
GUATAPE	GTPE	36,43	17
GUAVIO	GVIO	75,57	15
JAGUAS	JAGS	478,14	2
LA GUACA	PGUG	10,16	7
LA TASAJERA	LTSJ	11,43	4
MERILECTRICA 1	MRL1	196,98	1
MIEL I	HMLG	379,11	3
PAIPA 1	PPA1	119,72	1
PAIPA 2	PPA2	119,57	1
PARAISO	PGUG	11,18	5
PLAYAS	PLYS	33,62	1
PORCE II	PRC2	12,39	4
PORCE III	PRC3	46,60	9
SALTO II	2QEK	227,49	2
SAN FRANCISCO	SNFR	227,49	3
SOGAMOSO	SOG1	138,54	7
TERMOCANDELARIA 1	TCD1	103,83	1
TERMOCANDELARIA 2	TCD2	60,00	2
TERMODORADA 1	TDRI	11,02	4
TRONERAS	TRON	9,05	2
URRA	URA1	74,40	13

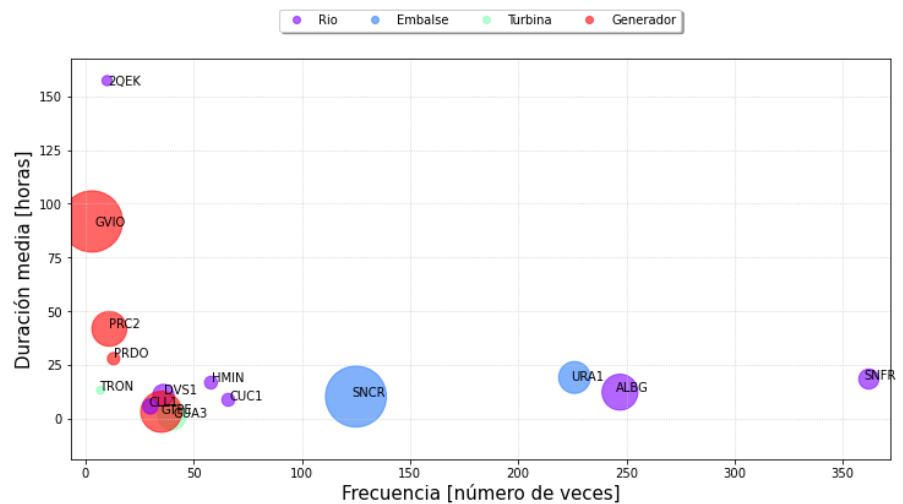
*Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.*



La Figura 10. presenta la duración media y la frecuencia de indisponibilidades debidas a salidas forzadas en plantas hidroeléctricas para el periodo de análisis. Se observa que la planta que presenta la mayor cantidad de indisponibilidades es San Francisco con 362 eventos, seguida por Albán y Urrá, con valores de 247 y 226 eventos en el periodo de análisis; mientras que la planta que presenta la mayor duración media de indisponibilidades es Salto II (157,2 horas), seguida por Guavio (91,73 horas). La mayoría de las plantas se encuentran en la esquina inferior izquierda de la gráfica, con valores de duración media de indisponibilidades inferiores a 50 horas y cantidad de indisponibilidades cercana o inferior a 50 veces.

Adicionalmente, en la Figura 10. se observa que la mayoría de las indisponibilidades están relacionadas con el recurso primario de generación (i.e. rio y embalse), y se presentan eventos por inconvenientes en turbina y generador.

Figura 10. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas hidroeléctricas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



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

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

<b>Nombre</b>	<b>Código</b>	<b>Duración (h)</b>	<b>Frecuencia</b>
ALBAN	ALBG	12,36	247
AMOYA LA ESPERANZA	MOYI	6,30	23
BETANIA	CHBG	7,45	2
CARLOS LLERAS	CLLI	5,71	30
CHIVOR	CHVR	4,10	7
CUCUANA	CUC1	8,79	66
DARIO VALENCIA SAMPER	DVSI	11,08	36
EL QUIMBO	QUII	3,35	4
ESCUELA DE MINAS	HMIN	16,78	58
ESMERALDA	ESMR	1,10	9
GUADALUPE III	GUA3	1,35	40
GUADALUPE IV	GUA4	3,63	4
GUATAPE	GTPE	3,20	35
GUAVIO	GVIO	91,73	3
JAGUAS	JAGS	1,55	2
LA GUACA	PGUG	7,68	22
LA TASAJERA	LTSJ	0,23	1
MIEL I	HMLG	0,57	5
PARAISO	PGUG	6,29	20
PLAYAS	PLYS	0,92	11
PORCE II	PRC2	41,79	11
PORCE III	PRC3	1,84	6
PRADO	PRDO	27,92	13
SALTO II	2QEK	157,22	10
SAN CARLOS	SNCR	10,30	125
SAN FRANCISCO	SNFR	18,44	362
SAN MIGUEL	SMII	5,05	27
TRONERAS	TRON	13,25	7
URRA	URAI	19,18	226

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

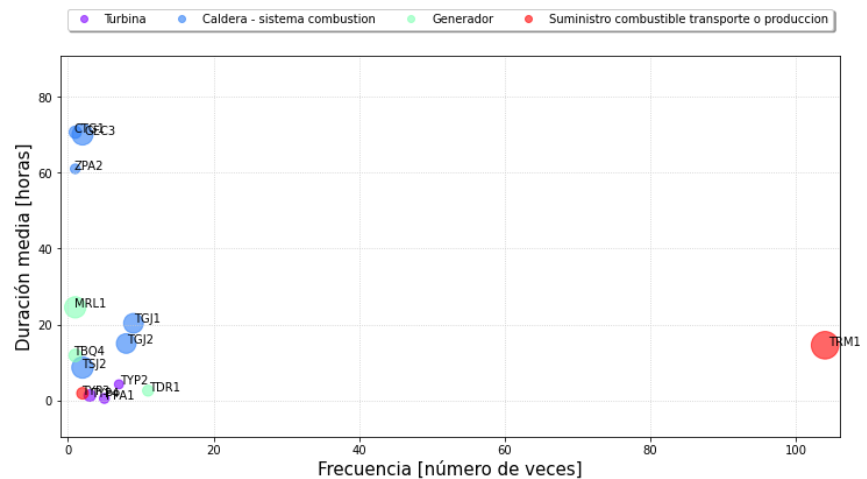


Por otro lado, la Figura 11 presenta la duración media y la frecuencia de indisponibilidades debidas a salidas forzadas en plantas térmicas para el periodo de análisis. En contraste con los valores de las plantas hidroeléctricas, se aprecia que las plantas térmicas tienen, en general, una menor frecuencia de indisponibilidad (la mayoría de plantas se ubican en valores inferiores a 15 veces), siendo las unidades de Termocentro (104 veces) las que presentan los mayores valores; y una duración media de las indisponibilidades por debajo de 30 horas, siendo la unidad Cartagena 1 la que presentó la mayor duración media por evento de indisponibilidad con 70,65 horas.

Adicionalmente, en la Figura 11. se observa que las indisponibilidades analizadas son causadas principalmente por inconvenientes en turbina, caldera, generador, y suministro de combustible

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

Figura 11. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas térmicas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



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

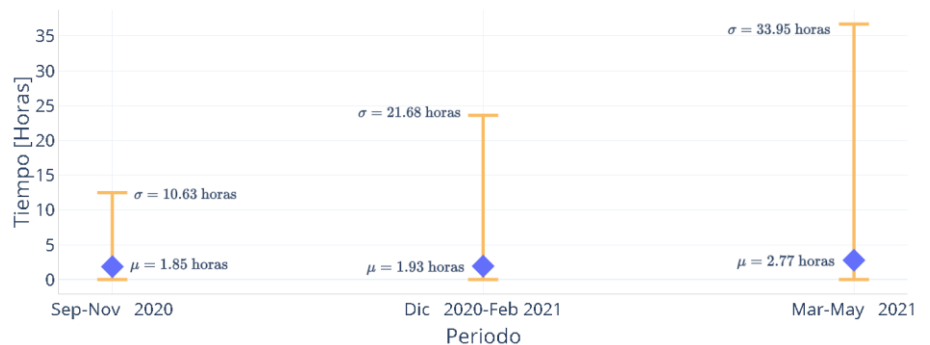
Nombre	Código	Duración (h)	Frecuencia
BARRANQUILLA 4	TBQ4	11,83	1
CARTAGENA 1	CTG1	70,65	1
GECELCA 3	GEC3	70,05	2
GECELCA 32	GE32	4,00	1
GUAJIRA 1	TGJ1	20,32	9
GUAJIRA 2	TGJ2	14,99	8
MERILECTRICA 1	MRL1	24,52	1
PAIPA 1	PPA1	0,52	5
PAIPA 2	PPA2	1,38	1
PAIPA 3	PPA3	0,80	1
TASAJERO 2	TSJ2	8,67	2
TERMOCENTRO CC	TRM1	14,53	104
TERMODORADA 1	TDR1	2,57	11
TERMOYOPAL 2	TYP2	4,23	7
TERMOYOPAL G3	TYP3	1,88	2
TERMOYOPAL G4	TYP4	1,27	3
ZIPAEMG 2	ZPA2	61,00	1
ZIPAEMG 5	ZPA5	3,40	1

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

## 2.1.4.2. Indisponibilidad de infraestructura de transmisión

La Figura 12 y la Figura 13 muestran la media y la desviación estándar de las horas de indisponibilidad y las horas compensadas de los activos de transmisión, respectivamente, comparando el periodo de análisis con las estadísticas de los trimestres anteriores. Para el periodo marzo 2021-mayo 2021, en el caso de las horas de indisponibilidad, la media y desviación estándar fueron 2,77 y 33,95 horas, respectivamente, es decir, 43% de aumento en la media y 56% de aumento en la desviación estándar con respecto al trimestre anterior;

Figura 12. Media y desviación estándar de horas de indisponibilidad en activos de transmisión.



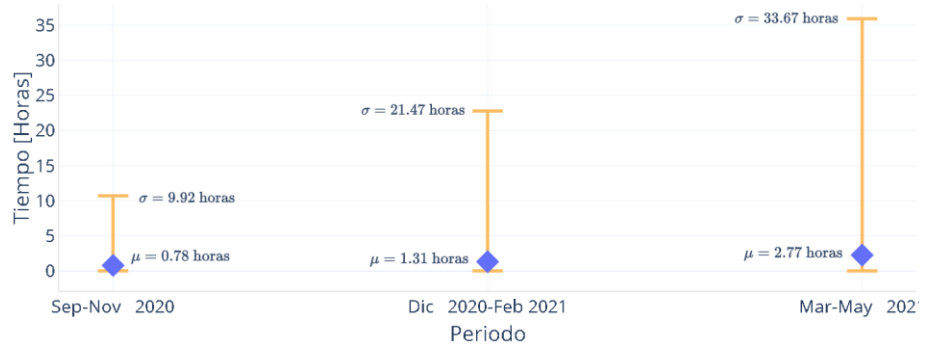
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.





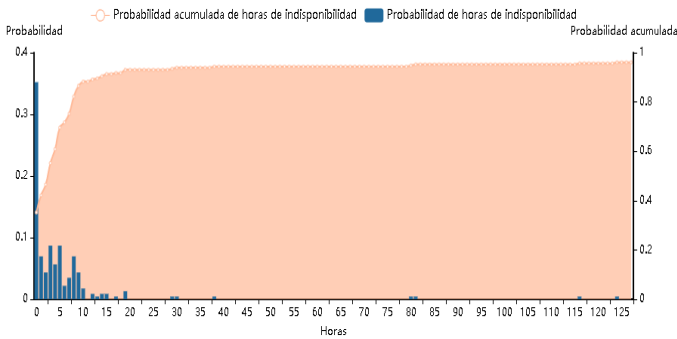
por otro lado, en promedio se compensaron 2,77 horas por activo en el periodo de análisis, con una desviación estándar de 33,67 horas (Figura 13), lo que significa aumentos de 111% y 56%, respectivamente.

Figura 13. Media y desviación estándar de horas compensadas por indisponibilidad en activos de transmisión.



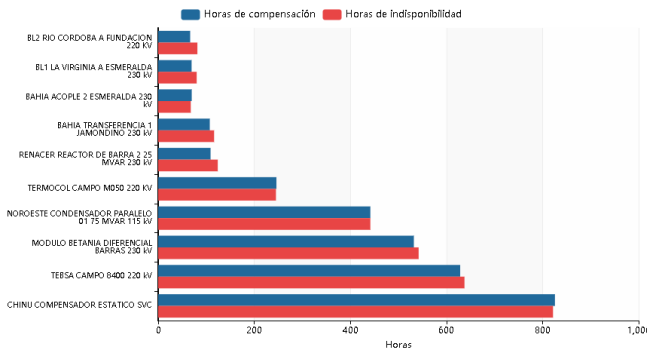
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Figura 14. Densidad de probabilidad y probabilidad acumulada de las horas de indisponibilidad por activo de transmisión en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Figura 15. Activos de transmisión con más horas de indisponibilidad en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

La Figura 14 y la Figura 15 presentan el análisis detallado de la indisponibilidad de activos en el periodo de análisis. La Figura 14 muestra la densidad de probabilidad y la probabilidad acumulada de las horas de indisponibilidad por activo de transmisión al año. La densidad de probabilidad muestra que el 50% de los activos tienen entre 0 y 5 horas de indisponibilidad, y más del 95% de los activos tienen una indisponibilidad entre 0 y 20 horas.

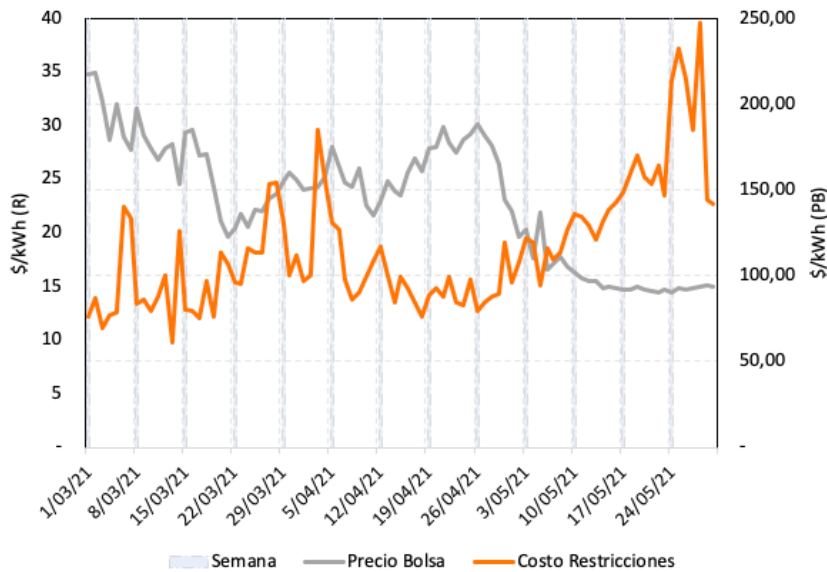
No obstante lo anterior, hay algunos activos que tienen una cantidad importante de horas de indisponibilidad, como se muestran en la Figura 15.

Se aprecia que el activo con más horas de indisponibilidad corresponde a CHINU COMPENSADOR ESTÁTICO - SVC con más de 800 horas compensadas durante el periodo de análisis. Cabe resaltar que la gran mayoría de los activos de transmisión que experimentan altas indisponibilidades se encuentran en el área de la Costa y Suroccidente, áreas que tienen necesidades de generación de seguridad por desarrollo de red y que indisponibilidades de elementos pueden aumentar los requerimientos de las mismas.



## 2.1.5. Restricciones

Figura 16. Evolución costo de restricciones.



Durante marzo, se observó el aumento del costo de restricciones, debido principalmente a la disminución del precio de bolsa, se observa una correlación negativa entre estas dos variables (precio de bolsa y precio restricciones). Durante abril, se dio lo contrario, disminuyendo el costo de restricciones, en parte por el aumento del precio de bolsa.

Durante mayo, el precio de restricciones volvió a aumentar, resaltándose un aumento significativo durante la última semana de este mes, debido a labores de mantenimientos mayores y de expansión del sistema de transmisión nacional relacionados con activos en la costa Atlántica.

## 2.1.6. Reconciliación positiva y generación fuera de merito

Durante el trimestre analizado, la reconciliación positiva promedio fue de 6,534 Millones de pesos diarios, observándose que en algunas fechas llegó a estar por encima de 10,000 Millones de pesos. En estas fechas, se presentaron eventos tales como la realización de trabajos de mantenimiento y expansión en el STN y eventos de fallas en líneas de transmisión y/o subestaciones y el costo asociado a las plantas que prestan estas generaciones de seguridad.

Figura 17. Reconciliación Positiva

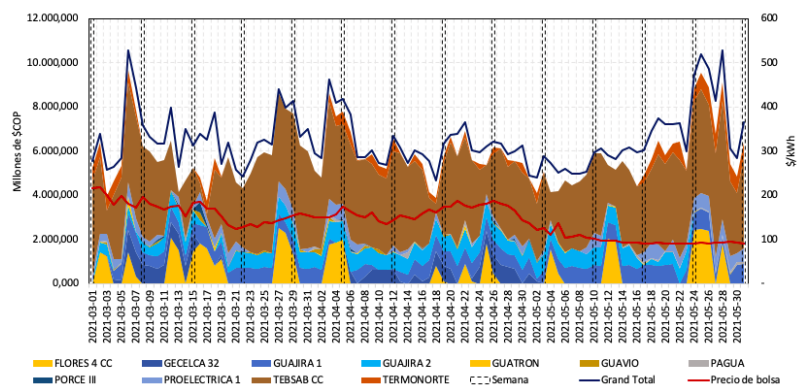
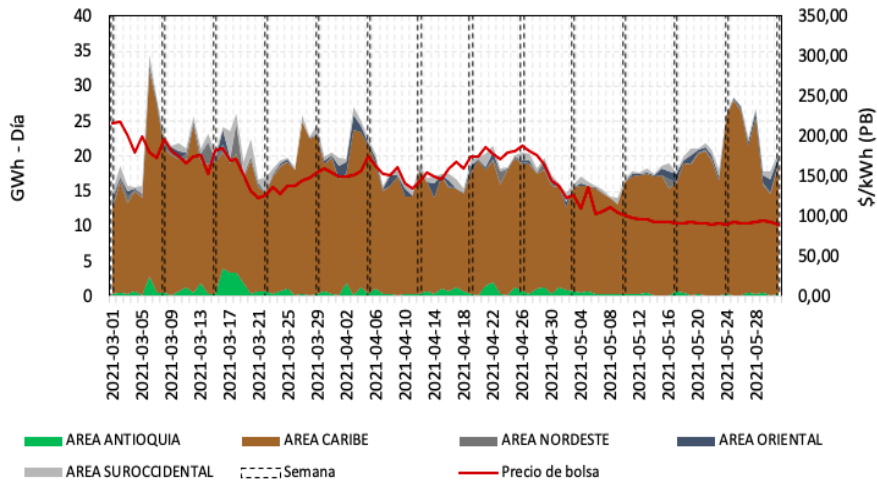




Figura 18. Generación Fuera de Mérito



Con relación a la generación fuera de mérito, la misma fue en promedio de 19,85 GWh/día durante el trimestre analizado. Los eventos que implicaron un aumento significativo en esta generación fueron relacionados con mantenimientos y eventos de expansión, tales como Chinú-Sabanalarga y Chinú-Copey. Durante estos eventos, la generación fuera de mérito llegó a subir por encima de 24 GWh/día, sin embargo se espera que con la entrada de estos activos, los requerimientos de generación de seguridad en la costa caribe se disminuyan.

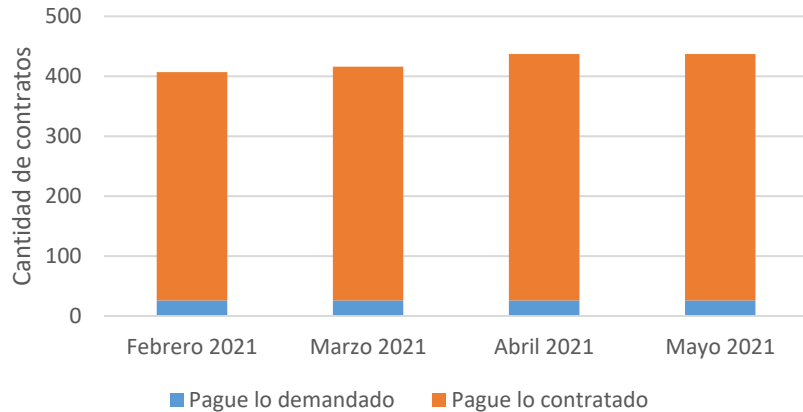
## 2.1.7. Contratos con destino al mercado regulado

Por otro lado, al analizar la base de datos diaria de los contratos despachados, se obtienen las cifras para los contratos vigentes hasta el 31 de mayo del presente año, como se muestra en la Tabla 6. Los análisis realizados sobre la base de datos de despacho diario utilizan el promedio de energía despachada de forma horaria durante el periodo enero 1 de 2016 hasta el 31 de mayo de 2021 para estimar la cantidad de energía horaria que tiene un contrato y, por otro lado, se obtiene el máximo promedio de precio diario en la ventana enero 1 de 2016 hasta el 31 de mayo de 2021 para estimar el precio de cada contrato.



Como se muestra en la Figura 19, De los 407 contratos que se tenían vigentes para el mercado regulado a finales de febrero 2021, la mayor concentración (381) corresponde a contratos tipo pague lo contratado, mientras que el tipo pague lo demandado tuvo 26 contratos. Se observa que, en general, el número de contratos no varía significativamente entre meses, presentando mayores cambios en el mes de abril 2021. Entre febrero 2021 y mayo 2021 el número de contratos con destino al mercado regulado aumentó en 30. El detalle se muestra en la Tabla 5.

Figura 19. Contratos con destino al mercado regulado por tipo de contrato en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

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

	PD			PC		
	Iniciaron	Finalizaron	Total	Iniciaron	Finalizaron	Total
Febrero 2021	Referencia			Referencia		
Marzo 2021	0	0	26	14	5	390
Abril 2021	0	0	26	26	5	411
Mayo 2021	0	0	26	0	0	411

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

De los 437 contratos vigentes a 31 de mayo de 2021, 5,95% son del tipo pague lo demandado y 94,05% del tipo pague lo contratado. La cantidad de energía promedio horaria en contratos tipo pague lo contratado está alrededor de 4,25 GWh, la cual es significativamente mayor a la cantidad promedio de los contratos pague lo demandado (0,09 GWh). En cuanto a las estadísticas de precio, se tiene que los contratos tipo pague lo contratado presentan un menor precio promedio ponderado por cantidades, llegando a ser de 238,93 \$/kWh, casi 20% menor que el precio promedio de los contratos pague lo demandado. El detalle se presenta en la Tabla 6.



Tabla 6. Algunas estadísticas de contratos con destino al mercado regulado en el periodo de análisis.

Tipo de despacho	Número de contratos	Porcentaje %	Cantidad promedio para despacho horario (GWh)	Precio promedio diario ponderado por cantidades (\$/kWh)
<b>Pague lo Demandado</b>	26	5,95	0,09	295,23
<b>Pague lo Contratado</b>	411	94,05	4,25	238,93

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

### 2.1.7.1. Convocatorias presentadas en SICEP

Sobre la información reportada en el SICEP para el periodo de análisis (marzo de 2021 a mayo de 2021), se registraron 21 convocatorias donde se presentaron los pliegos definitivos durante el periodo de análisis. De estas, once (11) se encuentra en estado abierta, siete (7) cerradas y adjudicadas, tres (3) cerradas y desiertas. En la Tabla 7 se encontrará un resumen las principales características de las convocatorias.



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

ID de convocatoria	Agente comprador	Periodo a contratar	Fecha de pliegos	Estado convocatoria	Cantidad de Producto(s)	Tipo de contrato		Energía (GWh)
						PC	PD	
CP-EEPC2021-002	EEP	01/01/2022 al 31/12/2026	26/05/2021	Abierta	6	6	0	496.40
CP-TPLC2021-002	TERPEL	01/01/2022 al 31/12/2022	25/05/2021	Abierta	1	1	0	7.75
CP-CMMC2021-002	CARIBEMAR	01/08/2021 al 31/12/2035	19/05/2021	Abierta	4	4	0	8,377.83
CP-GNCC2021-002	VATIA	05/08/2021 al 31/12/2026	10/05/2021	Abierta	11	11	0	1,013.53
CP-CNSC2021-002	CENS	01/01/2022 al 31/12/2023	19/05/2021	Abierta	2	2	0	608.10
CP-NEUC2021-002	NEU	01/09/2021 al 31/12/2025	20/05/2021	Abierta	1	1	0	136.27
CP-CDNC2021-001	CEDENAR	01/08/2021 al 31/12/2024	28/04/2021	Abierta	6	6	0	374.84
CP-EDQC2021-001	EDEQ	01/01/2022 al 31/12/2023	26/04/2021	Cerrada y desierta	2	2	0	252.12
CP-CSSC2021-002	Air-e	01/07/2021 al 31/12/2026	14/04/2021	Cerrada y adjudicada	2	2	0	2,166.72
CP-RTQC2021-001	RUITOQUE	19/07/2021 al 31/12/2023	22/04/2021	Cerrada y desierta	4	4	0	72.28
CP-ENIC2021-001	ENELAR	01/08/2021 al 31/12/2024	20/04/2021	Abierta	4	4	0	463.05
CP-EPMC2021-001	EPM	01/01/2022 al 31/12/2027	16/04/2021	Abierta	6	6	0	8,942.59
CP-CHCC2021-001	CHEC	01/07/2021 al 31/12/2026	30/03/2021	Cerrada y adjudicada	6	6	0	1,010.59
CP-EMIC2021-001	EMCALI	01/07/2021 al 31/12/2032	07/04/2021	Abierta	8	8	0	3,670.56
CP-EEPC2021-001	EEP	01/01/2022 al 31/12/2026	17/03/2021	Cerrada y adjudicada	6	6	0	431.91
CP-EMEC2021-001	EMEE	01/06/2021 al 31/12/2022	05/03/2021	Cerrada y adjudicada	1	1	0	0.01
CP-NEUC2021-001	NEU	01/07/2021 al 31/12/2025	26/03/2021	Abierta	1	1	0	120.73
CP-ESSC2021-001	ESSA	10/06/2021 al 31/12/2025	16/03/2021	Cerrada y adjudicada	8	8	0	1,926.29
CP-CDSC2021-001	CODENSA	01/01/2022 al 31/12/2026	15/03/2021	Cerrada y adjudicada	3	3	0	24,665.42
CP-TPLC2021-001	TERPEL	01/07/2021 al 31/12/2023	03/03/2021	Cerrada y adjudicada	4	4	0	25.79
CP-CNSC2021-001	CENS	01/01/2022 al 31/12/2023	02/03/2021	Cerrada y desierta	2	2	0	608.10

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

En la información se observa que la convocatoria de mayor cantidad de energía está asociada a CODENSA para cubrir las necesidades en los periodos del 01 de enero de 2022 a 31 de diciembre de 2026 con una cantidad de energía de 24.665,42 GWh la cual fue adjudicada.

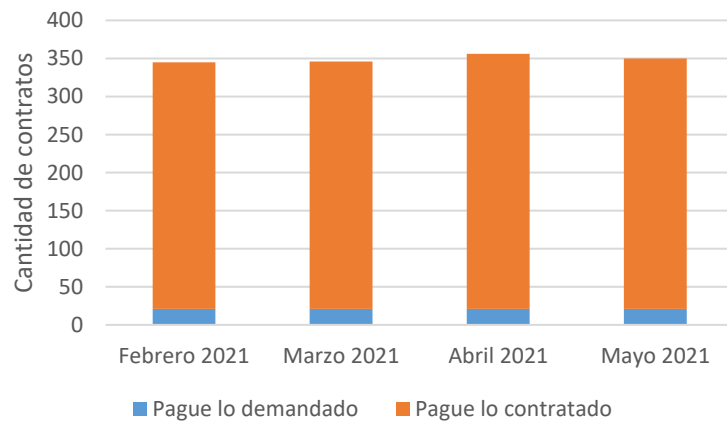


## 2.1.8. Contratos con destino al mercado no regulado

En cuanto al mercado de contratos con destino a usuarios no regulados, en esta sección se muestran algunas estadísticas relacionadas con dichas transacciones. Este análisis se realizó para la evolución de los contratos vigentes al último día de cada mes, comparando los meses de marzo 2021 a mayo de 2021.

La Figura 20 muestra la evolución de la cantidad de contratos en el periodo de análisis, por tipo de contrato. En general, se tiene un comportamiento similar al del mercado regulado, es decir, el número de contratos varía poco entre meses, y el cambio más significativo se presenta en el mes de abril 2021. Entre febrero 2021 y mayo 2021 el número de contratos con destino al mercado no regulado aumentó en 5. El detalle se muestra en la Tabla 8.

Figura 20. Contratos con destino al mercado no regulado por tipo de contrato en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

De los 350 contratos vigentes al 31 de mayo de 2021, se puede observar que 94% corresponden a la modalidad pague lo contratado; así mismo, se ve que el promedio de la cantidad de despacho diario es 50% mayor en la modalidad pague lo contratado (2,26 GWh). Los precios promedio ponderados para ambas modalidades tienen una diferencia cercana 45 \$/kWh, siendo mayor en la modalidad pague lo contratado (223,59 \$/kWh). El detalle se presenta en la Tabla 9.



Tabla 8. Cantidad de contratos con destino al mercado no regulado en el periodo de análisis.

	PD			PC		
	Iniciaron	Finalizaron	Total	Iniciaron	Finalizaron	Total
Febrero 2021	Referencia		21	Referencia		324
Marzo 2021	0	0	21	8	7	325
Abril 2021	0	0	21	12	2	335
Mayo 2021	0	0	21	0	6	329

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Tabla 9. Algunas estadísticas de contratos con destino al mercado no regulado en el periodo de análisis.

Tipo de despacho	Número de contratos	Porcentaje %	Cantidad promedio para despacho horario (GWh)	Precio promedio diario ponderado por cantidades (\$/kWh)
<b>Pague lo Demandado</b>	21	6,00	0,98	178,85
<b>Pague lo Contratado</b>	329	94,00	2,26	223,59

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

## 2.1.9. Análisis de contratos por agente

En esta sección se presenta el análisis de las variables asociadas a la contratación de los agentes generadores. Al igual que en las secciones previas, se realiza un análisis de la base de datos de despacho diario de contratos de XM (disponible desde el año 2016), y se estiman tanto las cantidades horarias de energía despachadas como los precios. Las cantidades horarias de energía se obtienen a partir de los promedios de la energía despachada horariamente en el periodo enero 1 de 2016 (inicio de disponibilidad de información) y mayo 31 de 2021 (último día del periodo de análisis); mientras que el precio de la energía se obtiene como el máximo precio promedio diario para los contratos despachados. Se resalta que los contratos utilizados en el análisis son aquellos que se encuentran vigentes al último día del periodo de análisis. En la Tabla 10 se presenta la relación de los agentes presentados en esta sección junto con su código de identificación.





Tabla 10. Siglas de Agentes

<b>ENDG</b>	EMGESA
<b>EPMG</b>	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN
<b>ISGG</b>	ISAGEN
<b>CHVG</b>	AES CHIVOR & CIA.
<b>GECG</b>	GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE
<b>EPSG</b>	CELSIA COLOMBIA
<b>EMIG</b>	AXIA ENERGIA
<b>NTCG</b>	NITRO ENERGY COLOMBIA
<b>TERG</b>	TERMOTASAJERO DOS
<b>EMUG</b>	EMPRESA URRRA
<b>HIMG</b>	AXIA ENERGIA
<b>TYPG</b>	TERMOYOPAL GENERACION 2
<b>GASC</b>	GENERARCO
<b>LCSG</b>	LA CASCADA
<b>SOCG</b>	COMPAÑÍA ELÉCTRICA DE SOCHAGOTA
<b>SOEC</b>	SOUTH32 ENERGY
<b>HDPG</b>	HIDROELECTRICA DEL ALTO PORCE
<b>SPRG</b>	ESPACIO PRODUCTIVO
<b>EMMC</b>	ECOMMERCIAL
<b>GLMG</b>	GENERADORA LUZMA

La Tabla 11 muestra un resumen de la estimación del estado actual de la contratación de los agentes generadores, cada agente identificado según el código con el que está registrado ante el operador del mercado, considerando variables como la energía disponible estimada a partir de la disponibilidad declarada, la energía firme para el cargo por confiabilidad (ENFICC), las obligaciones de energía firme (OEF), y la energía despachada en contratos. Para calcular la energía según disponibilidad se utiliza el promedio de la disponibilidad declarada por el agente, y para el cálculo de la energía a partir de la ENFICC y de la OEF se utilizan los datos reportados por XM hasta la fecha, y se realiza la estimación para un año. Como se muestra, la energía según disponibilidad anual es cercana a los 125 TWh-año, la energía disponible según ENFICC<sup>6</sup> es de 75 TWh-año, y según la OEF es de 82 TWh-año; la energía despachada en los contratos a usuarios regulados es cercana a 34 TWh-año, y a usuarios no regulados es de 24,6 TWh-año, para un total cercano a 59,5 TWh-año. Finalmente, al descontar de la energía según disponibilidad la energía comprometida en contratos, se tiene una energía estimada restante (última columna de la Tabla 11) cercana a 66 TWh-año; sin embargo, la

<sup>6</sup> Considera los ajustes para el cálculo de la ENFICC dispuesto en la Resolución CREG 127 de 2020



energía restante al utilizar la energía disponible según ENFICC y según OEF es de 15,7 TWh-año y 25,3 TWh-año, respectivamente.

En la Tabla 11 se muestran los 10 agentes con mayor cantidad de energía vendida en contratos. En general, se observa que la energía según disponibilidad de cada agente es mayor que la energía disponible según ENFICC y OEF. Por ejemplo, ENDG (EMGESA) tiene una estimación de energía según disponibilidad de 25,8 TWh-año y su ENFICC y OEF son 13,7 TWh-año y 14,9TWh-año, respectivamente.

Así mismo, los agentes tienen ventas en contratos que no necesariamente son menores a su energía según disponibilidad. En el mismo caso de ENDG, se tiene que la energía vendida en contratos estimada es de 14,5 TWh-año y por lo tanto su energía restante es cercana a 11,2 TWh-año. Al utilizar su energía según ENFICC y OEF, su energía restante es de -0,7 y 0,5 TWh-año, respectivamente. Un caso diferente es el del agente NTCG que tiene una energía estimada según disponibilidad de 0,14 TWh-año, y una energía vendida en contratos estimada en 1,5 TWh-año, lo que resulta en una energía restante negativa o un déficit para atender la energía comprometida en contratos. Este caso muestra que posiblemente el agente con energía restante negativa deba recurrir al mercado spot para comprar la energía faltante o tener contratos como comprador con otros agentes. Dentro del top 10 de agentes se observa que hay dos agentes con déficit de energía restante (EMIG y NTCG). En general, se observa que, de la energía según disponibilidad anual, el 47% se despacha en contratos y el 53% estaría disponible para ser transado en nuevos contratos o en el mercado spot. El porcentaje de energía disponible se reduce a cerca de 20% y 30%, respectivamente, al utilizar como referencia la energía según ENFICC y OEF.

Tabla 11. Variables asociadas a la contratación por agentes generadores vigentes al último día del periodo de análisis, GWh.

Agente	Energía según disponibilidad	Energía según ENFICC	Energía según OEF	Energía contratos UR vinculados	Energía contratos UR otros agentes	Energía contratos UNR vinculados	Energía contratos UNR otros agentes	Energía restante
<b>ENDG</b>	25838,37	13789,73	14967,42	4479,71	4378,38	4053,51	1667,36	11259,41
<b>EPMG</b>	26515,32	14576,42	15273,78	4009,44	5831,13	0,00	2038,37	14636,39
<b>ISGG</b>	21298,18	10089,89	11127,29	303,63	2996,64	4263,44	2826,34	10908,12
<b>CHVG</b>	5278,59	2879,52	2892,75	0,00	2344,32	688,62	287,86	1957,78
<b>GECG</b>	4730,23	5136,19	5016,41	0,00	1530,50	120,35	1390,40	1688,98
<b>EPSG</b>	7900,41	2441,28	3984,13	391,84	1553,54	0,00	8,13	5946,90
<b>EMIG</b>	0,00	0,00	0,00	1507,68	0,00	325,26	0,00	-1832,93
<b>NTCG</b>	144,26	0,00	135,68	0,00	1020,47	0,00	493,33	-1369,55
<b>TERG</b>	1480,28	1406,66	1325,55	0,00	1083,75	0,00	131,40	265,13
<b>EMUG</b>	1200,64	734,62	691,01	0,00	0,00	0,00	1189,84	10,80
<b>Otros</b>	31149,59	24217,26	28845,06	179,77	3253,45	384,40	4804,42	22527,54
<b>Total</b>	125535,86	75271,57	84259,10	10872,07	23992,18	9835,58	14837,46	65998,57

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



Por otro lado, las Tablas Tabla 12 a Tabla 14 presentan la cantidad de energía, precio, y número de contratos para los 20 agentes que tienen la mayor cantidad de energía en contratos, mostrando los valores totales, los valores para agentes vinculados<sup>7</sup>, y otros agentes.

La Tabla 12 presenta la energía horaria promedio despachada para cada uno de los agentes vendedores analizados, según el tipo de usuarios (regulado y no regulado), el tipo de contrato (pague lo demandado o pague lo contratado), y si son con agentes vinculados o no. Los valores muestran que ENDG es el agente con mayor cantidad de energía despachada horariamente (1664MWh), entregando 974 MWh a sus vinculados y 690 MWh a otros agentes, con una mayor participación en el mercado regulado (60%) versus el mercado no regulado (40%), y con más contratos tipo pague lo contratado - PC (1355,3 MWh) en contraste con los contratos pague lo demandado - PD (308,9 MWh).

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

Agente	Cantidad total	Cantidad vinculados	Cantidad otros	Cantidad regulado	Cantidad no regulado	Cantidad PD	Cantidad PC
ENDG	1664,26	974,11	690,15	1011,20	653,07	308,98	1355,29
EPMG	1356,04	457,70	898,34	1123,35	232,69	147,17	1208,88
ISGG	1186,11	521,39	664,72	376,74	809,34	488,40	697,72
CHVG	379,09	78,61	300,48	267,62	111,47	0,00	379,09
GECG	347,17	13,74	333,44	174,71	172,46	15,06	332,12
EPSG	223,00	44,73	178,27	222,08	0,93	44,73	178,27
EMIG	209,24	209,24	0,00	172,11	37,13	0,00	209,24
NTCG	172,81	0,00	172,81	116,49	56,32	0,00	172,81
TERG	138,72	0,00	138,72	123,72	15,00	0,00	138,72
EMUG	135,83	0,00	135,83	0,00	135,83	0,00	135,83
HIMG	127,84	0,00	127,84	31,75	96,09	0,00	127,84
TYPG	125,76	0,00	125,76	85,00	40,76	0,00	125,76
GASC	105,09	0,00	105,09	52,05	53,04	0,00	105,09
LCSG	102,87	0,00	102,87	82,35	20,51	0,00	102,87
SOCG	93,06	0,00	93,06	0,00	93,06	3,00	90,06
SOEC	90,11	0,00	90,11	0,00	90,11	0,00	90,11
HDPG	75,77	0,00	75,77	11,42	64,35	0,00	75,77
SPRG	68,53	0,00	68,53	51,11	17,42	0,17	68,36
EMMC	67,51	0,00	67,51	56,35	11,16	0,00	67,51

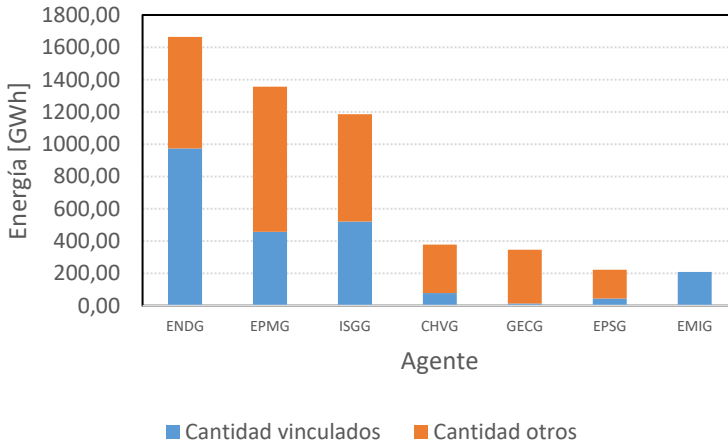
<sup>7</sup> En este documento se utiliza el término vinculados para agrupar tanto a los agentes que tienen vinculados o que se encuentran integrados. Por ejemplo, el agente Chivor generación se encuentra vinculado (integrado) con el agente Chivor comercialización. En el caso de EPM, se tiene que EPM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



Agente	Cantidad total	Cantidad vinculados	Cantidad otros	Cantidad regulado	Cantidad no regulado	Cantidad PD	Cantidad PC
<b>GLMG</b>	65,73	0,00	65,73	0,00	65,73	0,00	65,73

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Figura 21 Energía contratada para los agentes vendedores con mayor participación en el mercado vigente al último día del periodo de análisis



En la Figura 21 se muestra la energía contratada por los agentes generadores con mayor participación y que tienen contratos con agentes vinculados

La Tabla 13 presenta los precios asociados a la contratación de los agentes vendedores analizados, según el tipo de usuarios (regulado y no regulado), el tipo de contrato (pague lo demandado o pague lo contratado), y si son con agentes vinculados o no. Se puede observar que hay una diferencia importante entre el precio de los contratos con agentes vinculados y no vinculados, siendo mayor el precio para los agentes no vinculados en general. Por otro lado, un cálculo sencillo permite establecer que, en promedio, el precio de energía del mercado regulado es 10% mayor que el precio de la energía en el mercado no regulado.

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

Agente	Precio total	Precio vinculados	Precio otros	Precio regulado	Precio no regulado	Precio PD	Precio PC
<b>ENDG</b>	226,30	218,83	236,85	245,02	197,32	181,40	236,54
<b>EPMG</b>	232,13	228,23	234,11	233,90	223,55	221,31	233,44
<b>ISGG</b>	197,59	161,54	225,87	233,89	180,70	156,69	226,22
<b>CHVG</b>	245,36	298,88	231,36	231,14	279,51	-	245,36
<b>GECG</b>	231,46	227,76	231,62	241,76	221,03	227,30	231,65
<b>EPSG</b>	248,58	279,46	240,83	248,82	190,73	279,46	240,83
<b>EMIG</b>	248,92	248,92	-	256,84	212,24	-	248,92
<b>NTCG</b>	239,49	-	239,49	245,07	227,96	-	239,49
<b>TERG</b>	241,36	-	241,36	242,55	231,59	-	241,36
<b>EMUG</b>	212,66	-	212,66	248,73	212,66	-	212,66

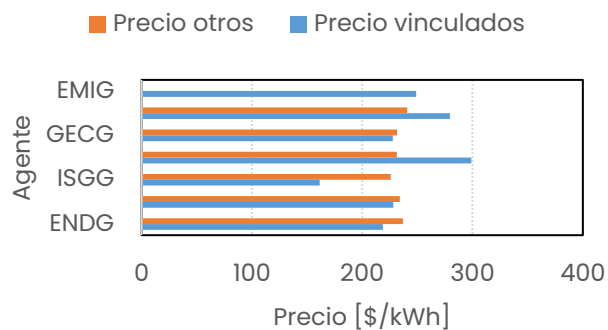


Agente	Precio total	Precio vinculados	Precio otros	Precio regulado	Precio no regulado	Precio PD	Precio PC
HIMG	216,50	-	216,50	220,06	215,33	-	216,50
TYPG	236,96	-	236,96	242,39	225,64	-	236,96
GASC	242,37	-	242,37	246,01	238,80	-	242,37
LCSG	220,43	-	220,43	217,64	231,61	-	220,43
SOCG	204,89	-	204,89	220,06	204,89	205,66	204,87
SOEC	219,19	-	219,19	242,39	219,19	-	219,19
HDPG	219,70	-	219,70	231,24	217,65	-	219,70
SPRG	240,81	-	240,81	243,92	231,70	316,85	240,62
EMMC	235,40	-	235,40	238,92	217,68	-	235,40
GLMG	197,91	-	197,91	245,07	197,91	-	197,91

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

La Figura 22 muestra los precios de los contratos para los agentes generadores con mayor participación y que tienen contratos con agentes vinculados. En este análisis, el comportamiento ideal es que no exista una gran diferencia entre el precio a agentes vinculados y otros, es decir que no exista una discriminación ni positiva ni negativa al momento de establecer contratos de energía.

Figura 22. Precios de los contratos para agentes vendedores con mayor participación en el mercado vigentes al último día del periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

La Tabla 14 muestra el número de contratos para los agentes vendedores analizados, según el tipo de usuarios (regulado y no regulado), el tipo de contrato (pague lo demandado o pague lo contratado), y si son con agentes vinculados o no. Se observa que el agente con la mayor cantidad de contratos es ISGG (76), seguido por ENDG (66) y EPMG (57). Igualmente, el agente que tiene la mayor cantidad de contratos con sus vinculados es EPMG (20), seguido por ENDG (13) y EMIG (5). Así mismo, los agentes que tienen la mayor cantidad de contratos regulados son TERG (46), EPMG (41), y NTCG (40); y los que tienen la mayor cantidad de contratos no regulados son ISGG (37), ENDG (28), y EPMG (16). Estas cifras dan una referencia de cómo es la participación de cada uno de los agentes en cada segmento de mercado específico. Tabla 14 compara estas variables para los agentes generadores con mayor participación y que tienen contratos con agentes vinculados.



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

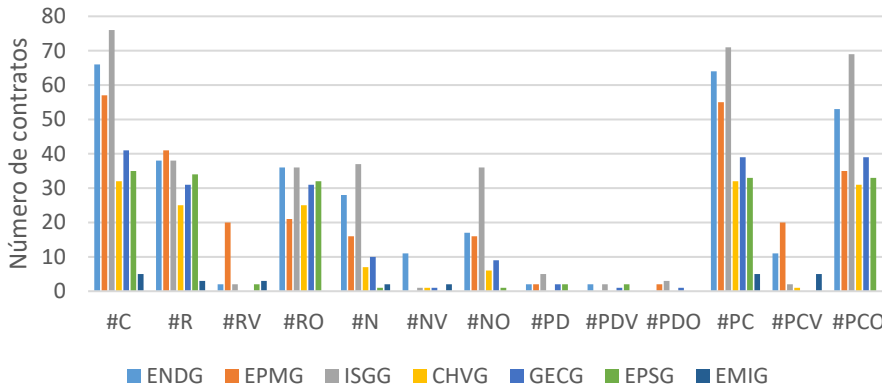
Agente	#C	#R	#RV	#RO	#N	#NV	#NO	#PD	#PDV	#PDO	#PC	#PCV	#PCO
ENDG	66	38	2	36	28	11	17	2	2	0	64	11	53
EPMG	57	41	20	21	16	0	16	2	0	2	55	20	35
ISGG	76	38	2	36	37	1	36	5	2	3	71	2	69
CHVG	32	25	0	25	7	1	6	0	0	0	32	1	31
GECG	41	31	0	31	10	1	9	2	1	1	39	0	39
EPSG	35	34	2	32	1	0	1	2	2	0	33	0	33
EMIG	5	3	3	0	2	2	0	0	0	0	5	5	0
NTCG	45	40	0	40	5	0	5	0	0	0	45	0	45
TERG	48	46	0	46	2	0	2	0	0	0	48	0	48
EMUG	14	0	0	0	14	0	14	0	0	0	14	0	14
HIMG	13	2	0	2	11	0	11	0	0	0	13	0	13
TYPG	10	9	0	9	1	0	1	0	0	0	10	0	10
GASC	15	7	0	7	8	0	8	0	0	0	15	0	15
LCSG	12	9	0	9	3	0	3	0	0	0	12	0	12
SOCG	9	0	0	0	9	0	9	1	0	1	8	0	8
SOEC	6	0	0	0	6	0	6	0	0	0	6	0	6
HDPG	7	5	0	5	2	0	2	0	0	0	7	0	7
SPRG	32	25	0	25	7	0	7	1	0	1	31	0	31
EMMC	16	11	0	11	5	0	5	0	0	0	16	0	16
GLMG	3	0	0	0	3	0	3	0	0	0	3	0	3

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

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



Figura 23. Cantidad de contratos de los agentes vendedores con mayor participación en el mercado vigente al último día del periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

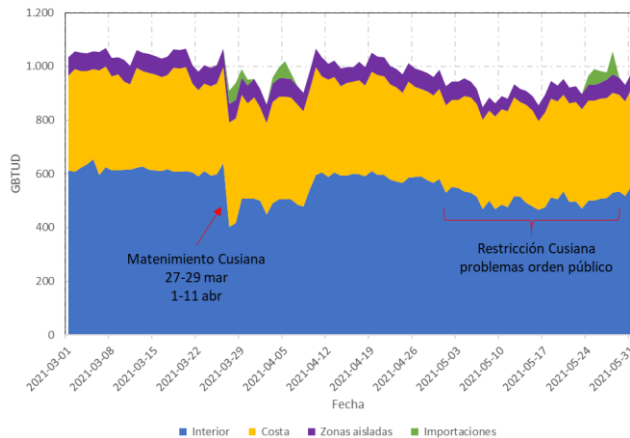
La Figura 23, muestra la cantidad de contratos de los agentes vendedores con mayor participación en el mercado

## 2.2. Mercado de gas natural

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

### 2.2.1. Producción

Figura 24. Producción total de gas por campo durante el último año.



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

La producción durante este trimestre fue de 980 GBTUD. Como se puede observar en la Figura 24, la producción se vio afectada principalmente por dos eventos:

- Mantenimiento en Cusiana llevado a cabo del 27 de marzo al 11 de abril.
- En el mes de mayo, debido a los bloqueos que impidieron el paso de camiones cisterna para el retiro de GLP, Cusiana tuvo que bajar su disponibilidad por varias semanas a 130 MPCD, lo que derivó en restricciones a los sectores térmico e industrial.



Comparado con el trimestre anterior, se puede observar en la Tabla 15 que, adicional al impacto que tuvieron los bloqueos, se presentó una variación en las importaciones, que incrementaron 4 GBTUD.

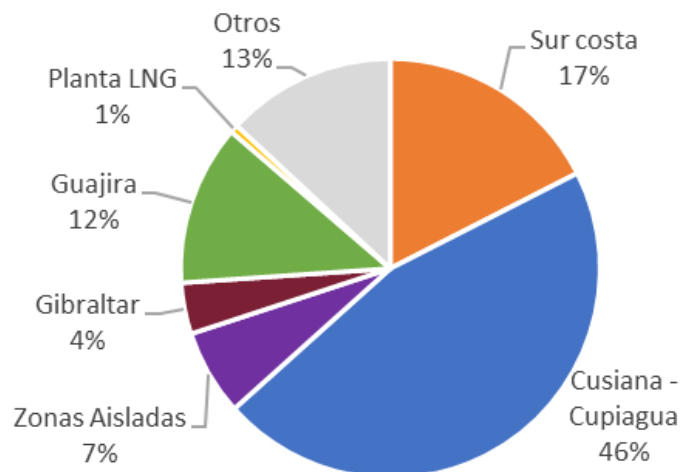
Tabla 15 Variación de la producción total de gas con respecto al trimestre anterior (GBTUD).

Zona	dic/20- feb/21	mar- may/21	Var (%)
Interior	598	553	-8%
Costa	369	356	-4%
Importaciones	2	6	252%
Zonas aisladas	69	65	-6%
Total	1.038	980	-6%

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

Para el periodo de análisis, los campos Cusiana y Cupiagua representaron el 47% de la producción nacional, como se puede ver en la Figura 25. Los campos del sur de la Costa mantuvieron su participación en 17% de la producción nacional y las importaciones de gas sólo representaron un 1%.

Figura 25. Participación en la producción de gas por campo en el periodo de análisis.



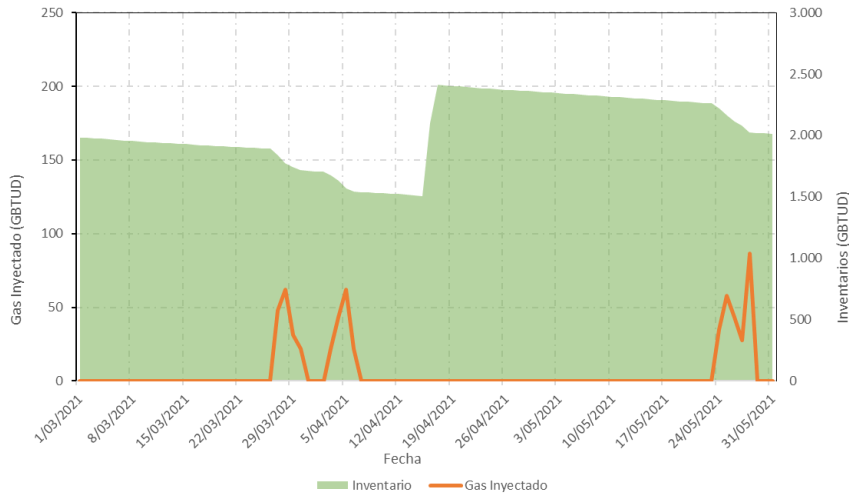
Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.





## 2.2.2. Importaciones

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



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

Como se puede observar en Figura 26 hubo inyección de gas importado al Sistema Nacional de Transporte (SNT) sólo en algunos días de marzo y mayo. Estas inyecciones representan 4 GBTUD adicionales al promedio del trimestre anterior.

A mediados de abril, la llegada de un nuevo cargamento permitió aumentar nuevamente el nivel de inventarios de la planta SPEC.

La cantidad de gas regasificado e inyectado al SNT se presenta en la Tabla 16.

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

Mes - año	Energía (GBTUD)
Marzo - 2021	5
Abril - 2021	5
Mayo - 2021	8

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

## 2.2.3. Disponibilidad y uso de la infraestructura de gas natural

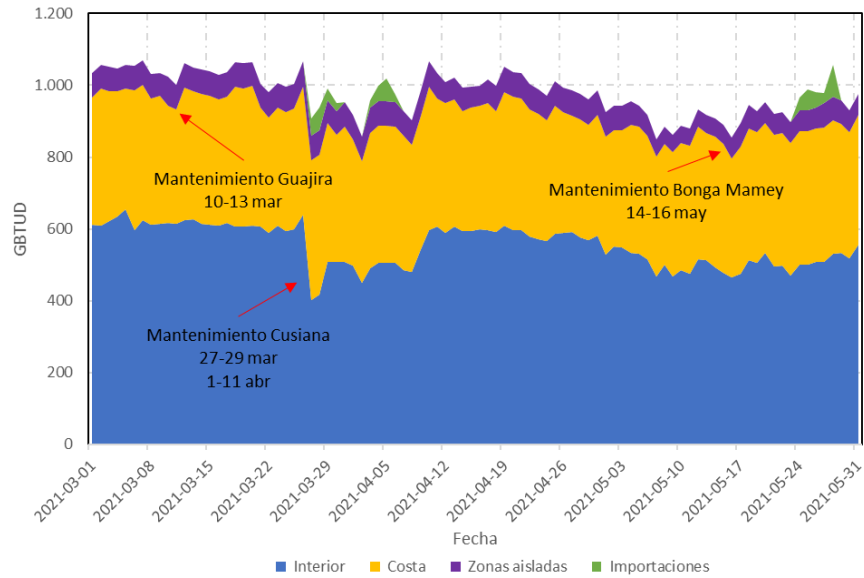
De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 147 de 2015, y con el fin de tener una adecuada coordinación de los eventos que afectan la disponibilidad tanto de suministro como de transporte, los agentes deben reportar al Consejo Nacional de Operación de Gas (CNO-Gas) su plan de mantenimientos.



Como se puede observar en Figura 27, durante este trimestre se presentaron eventos que afectaron la disponibilidad de suministro y transporte del mercado.

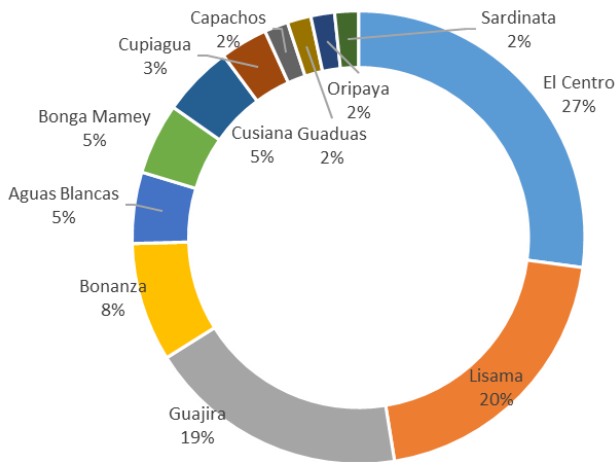
Para el periodo de análisis se efectuaron 71 mantenimientos en la infraestructura de gas natural del país, de los cuales el 83% corresponde a la infraestructura de producción, y el restante 17% a la de transporte. De especial importancia fue el mantenimiento en Cusiana que se realizó entre la última semana de marzo y la primera de abril.

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



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

Figura 28. Distribución de mantenimientos por campo de producción.



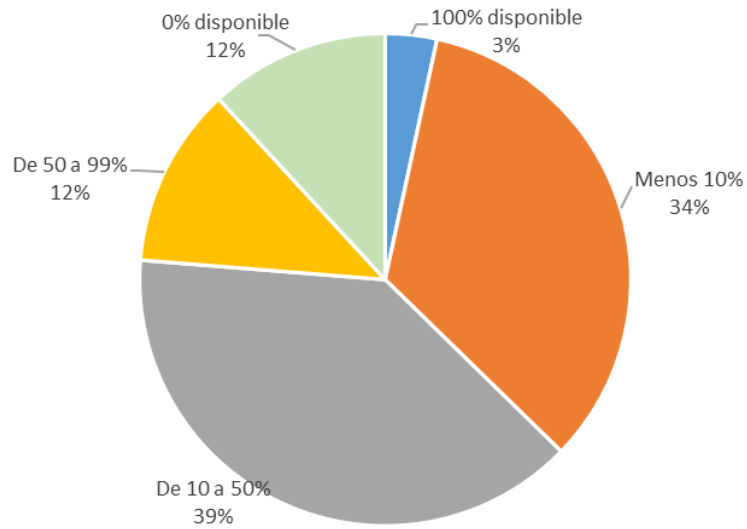
Fuente: elaboración propia a partir de datos del CNO Gas.

La Figura 28 muestra la distribución de los mantenimientos por campo de producción en el periodo de análisis: del total de mantenimientos 61% se llevaron a cabo en campos menores de Ecopetrol (El Centro, Lisama, Bonanza, Guaduas, Oripaya y Sardinata); lo anterior corresponde a un programa de mantenimientos planeado por Ecopetrol para sus campos menores.



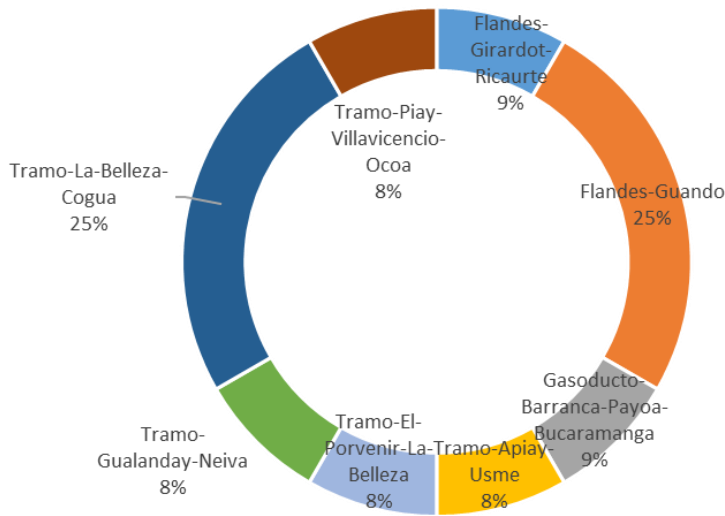
Como se muestra en Figura 29, solo el 3% de los mantenimientos programados en la infraestructura de producción no presentaron restricción. La mayor proporción la comprenden los mantenimientos cuya restricción estuvo entre el 10% y el 50%, y un porcentaje importante (34%) tuvo una restricción menor del 10%.

Figura 29. Distribución de mantenimientos por porcentaje de restricción.



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

Figura 30. Distribución de mantenimientos por campo de producción.



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

En lo que respecta al sistema de transporte, en la Figura 30, se puede observar que la totalidad de mantenimientos llevados a cabo en el trimestre, fueron en los sistemas del interior.

La mayoría (58%) fueron trabajos que se realizaron en la infraestructura de TGI.

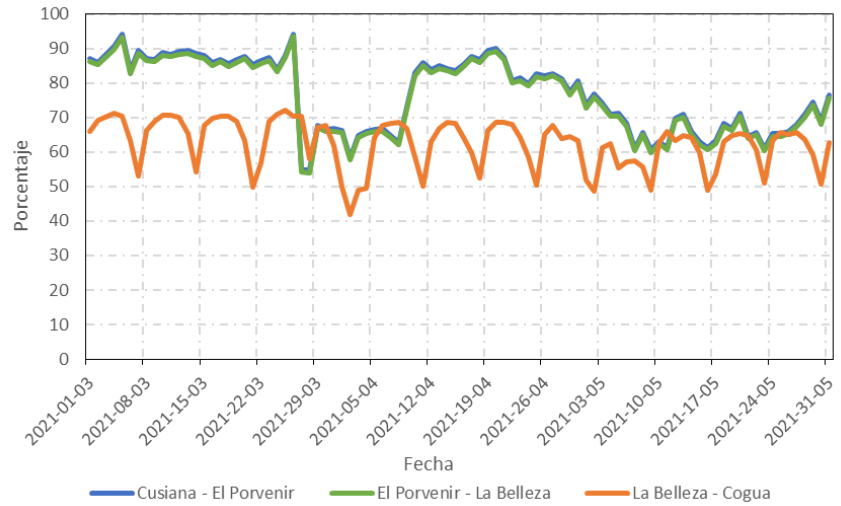
Al analizar el comportamiento de los gasoductos, podemos observar que en el caso del Interior se evidencia la caída durante el mantenimiento de Cusiana y en algunos tramos la afectación durante



los problemas de orden público que afectaron tanto disponibilidad de gas como el consumo de los agentes.

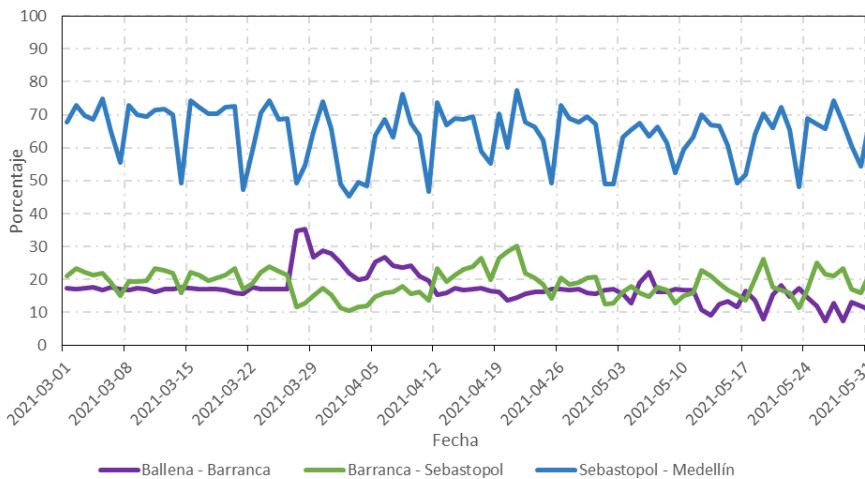
Tal y como se observa en la Figura 31 los tramos Cusiana – El Porvenir y El Porvenir – La Belleza, se vieron afectados tanto por el mantenimiento de Cusiana como por las restricciones derivadas de los problemas de orden público.

Figura 31. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cogua.



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

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



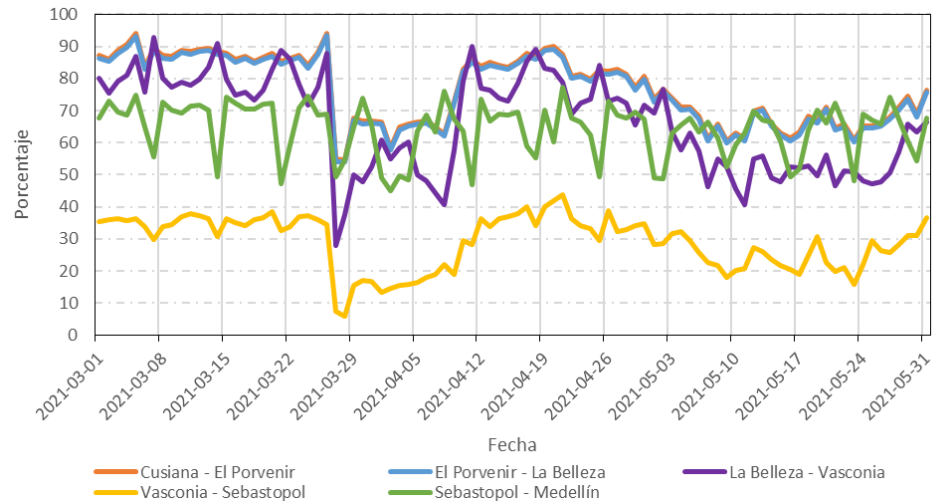
Fuente: elaboración propia a partir de datos de los agentes.

Tal y como se observa en la Figura 32, la ruta Ballena – Medellín no presenta mayor variación durante el trimestre en análisis. El tramo Sebastopol – Medellín tuvo un volumen transportado entre 50% y 70% de la capacidad y los demás tramos estuvieron entre 10% y 30%.



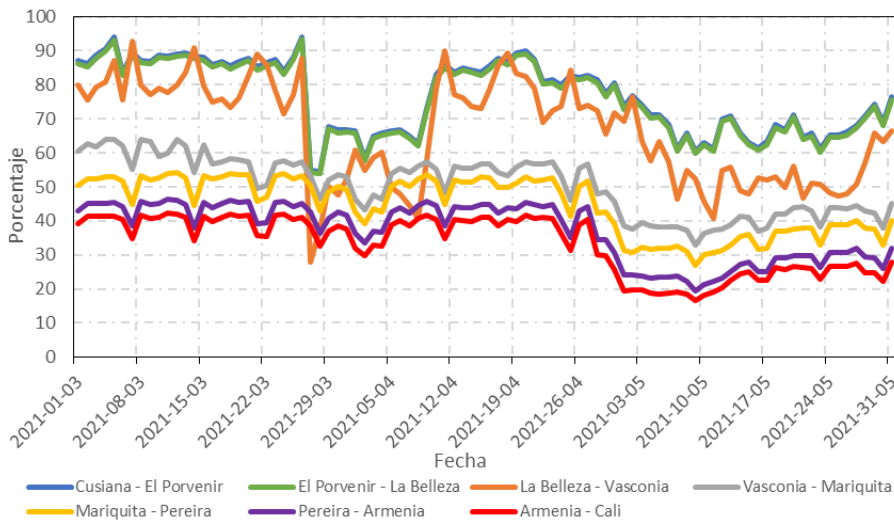
Como puede observarse en la Figura 33, la ruta Cusiana – Medellín, también se vio afectada por el evento operativo de Cusiana y por las restricciones derivadas de los problemas de orden público.

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



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

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



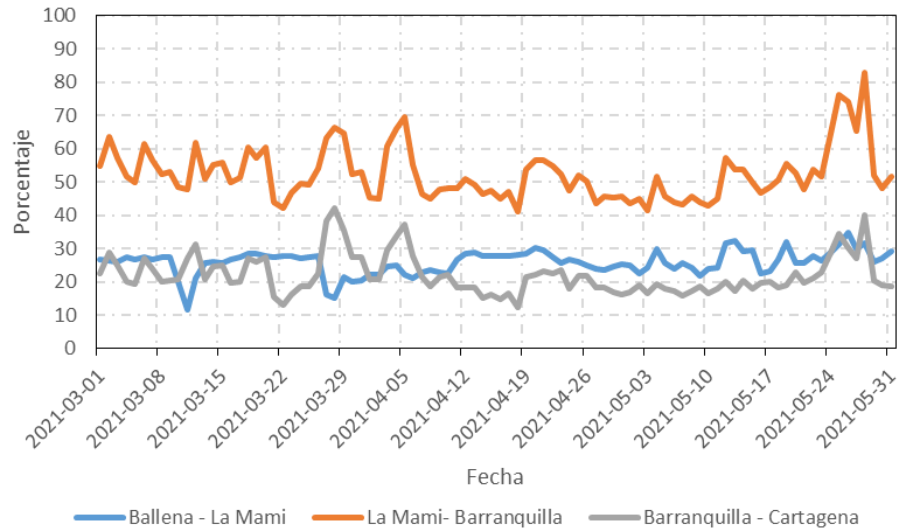
Fuente: elaboración propia a partir de datos de los agentes.

Para la ruta Cusiana – Cali (Figura 34) el comportamiento también se vio afectado el evento operativo de Cusiana y las restricciones derivadas de los bloqueos durante el mes de mayo.



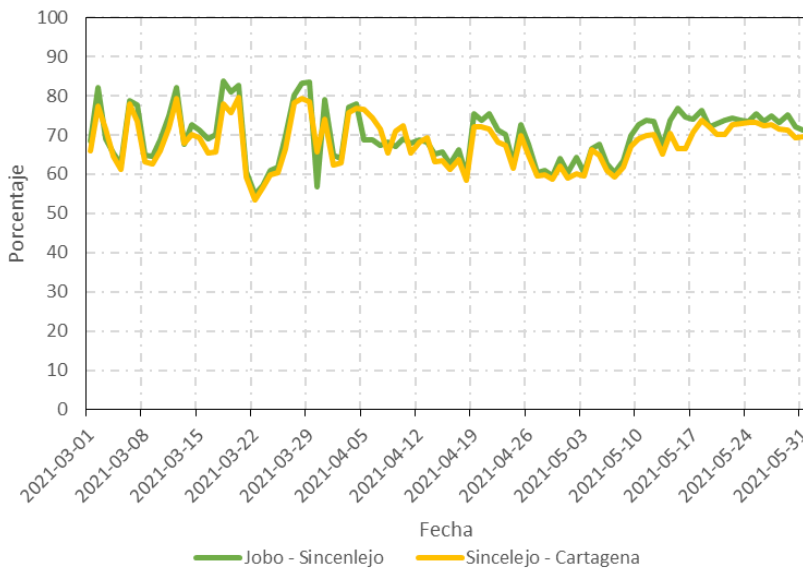
En el caso de la Costa Atlántica, el tramo La Mami – Barranquilla presentó un aumento a finales de mayo debido al mayor despacho térmico, tal como se observa en la Figura 35.

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



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

Figura 36. Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Jobo – Cartagena.



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

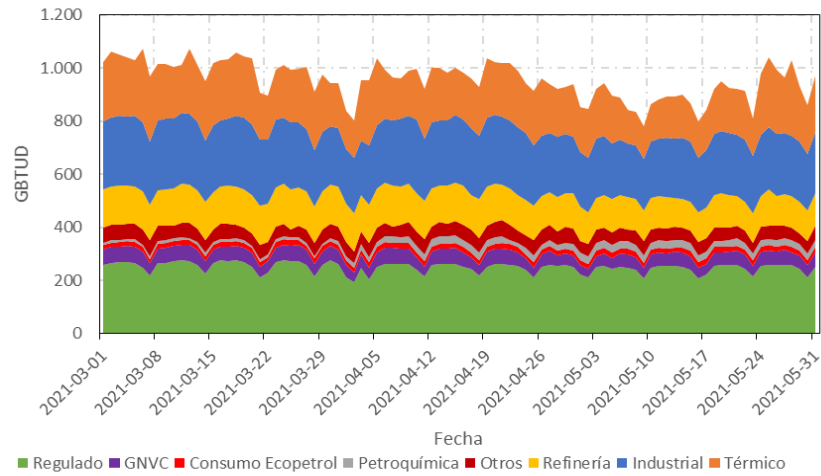
La ruta Jobo – Cartagena, conformada por dos tramos: Jobo – Sincenlejo y Sincenlejo – Cartagena estuvo estable salvo para la semana del 21 de marzo que presenta una caída hasta el 54%, explicado por un menor consumo térmico (Figura 36).



## 2.2.4. Demanda

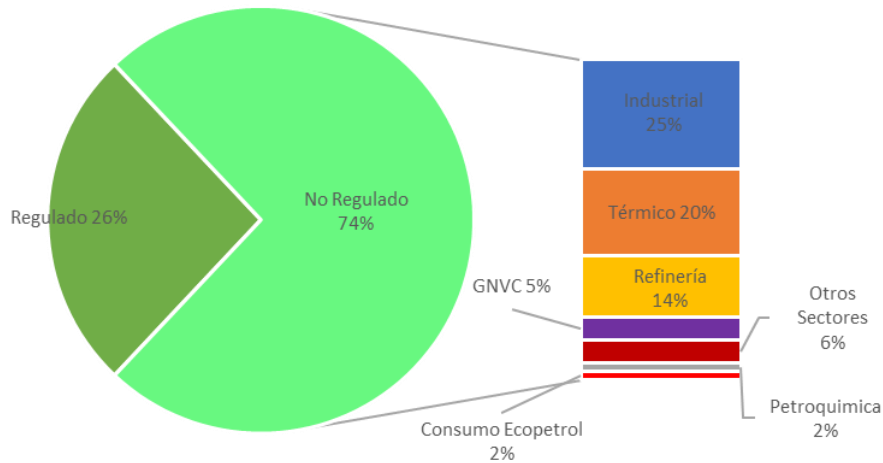
Para este trimestre, la demanda diaria de gas natural presentó un valor promedio de 961 GBTUD, alcanzando un máximo de 1.134 GBTUD el 3 de abril. La demanda estuvo impulsada principalmente por la demanda regulada, que representó el 26% del total, tal como se observa en la Figura 37.

Figura 37. Demanda diaria de gas por sector de consumo<sup>9</sup> en el periodo de análisis.



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

Figura 38. Distribución de la demanda por sector de consumo en el periodo de análisis.



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

En cuanto a la distribución de la demanda nacional por sector de consumo, en la Figura 38 se observa que el 74% correspondió al sector no regulado, y dentro de éste los consumos principales fueron en el sector industrial (25%), térmico (20%), y refinería (14%).

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



Con respecto al trimestre anterior, se evidencia una caída casi en todos los sectores tal y como se presenta en la Tabla 17.

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

Sector	Dic/20-feb/21	mar-may/21	Var (%)
Regulado	247	249	1%
GNVC	55	51	-7%
Industrial	246	242	-2%
Refinería	147	134	-9%
Generación	269	195	-27%
Petroquímica	20	20	-3%
Consumo	18	19	8%
Otros	50	51	3%

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

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

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

Sector	May/20	May/21	Var (%)
Regulado	223	243	9%
GNVC	35	48	37%
Industrial	196	221	13%
Refinería	110	118	7%
Generación	307	178	-42%
Petroquímica	18	26	44%
Consumo	28	19	-32%
Otros	43	49	14%

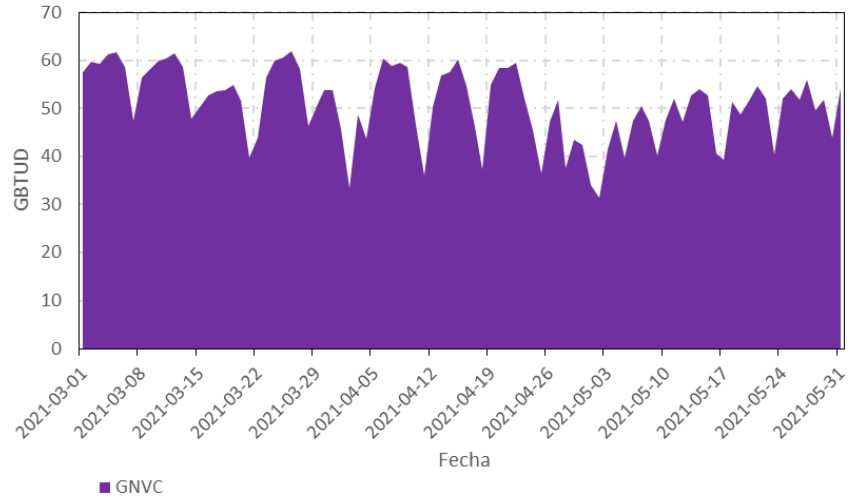
Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas y los agentes.





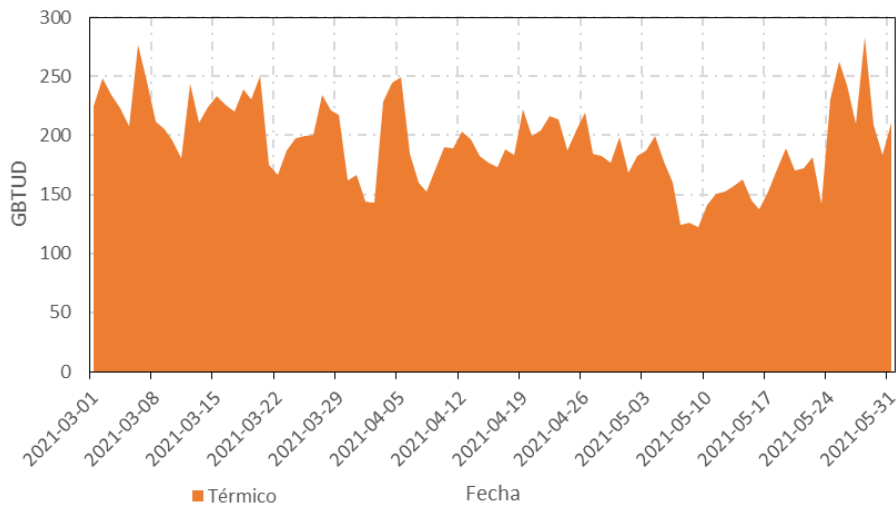
Como se aprecia en la Figura 39 los consumos de GNVC cayeron en mayo, lo que indica que la demanda de este sector se vio afectada por los problemas de orden público en este mes.

Figura 39. Demanda diaria de gas sector GNVC en el periodo de análisis.



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

Figura 40. Demanda diaria de gas sector térmico en el periodo de análisis.



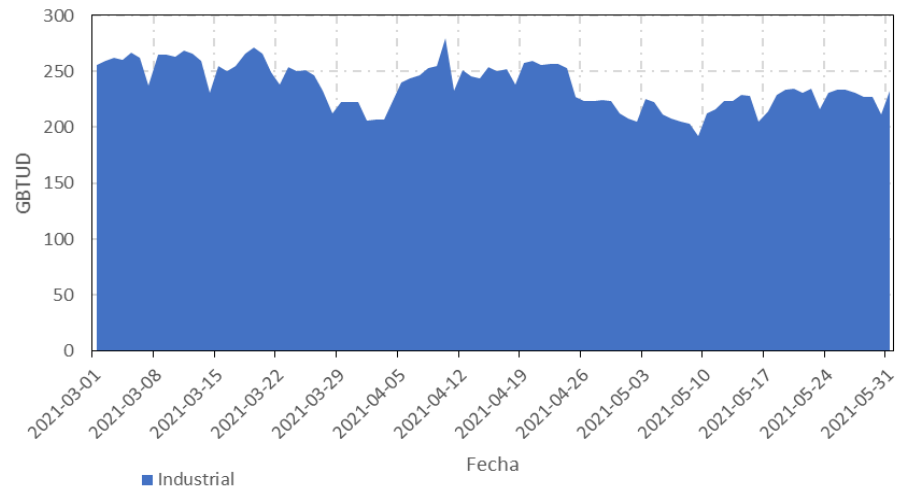
Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

A pesar de que el consumo térmico fue bastante irregular durante el trimestre como puede observarse en la Figura 40, se evidencia una caída en la primera quincena de mayo debido a una menor generación en el interior del país. El pico del trimestre fue de 280 GBTUD a finales de mayo.



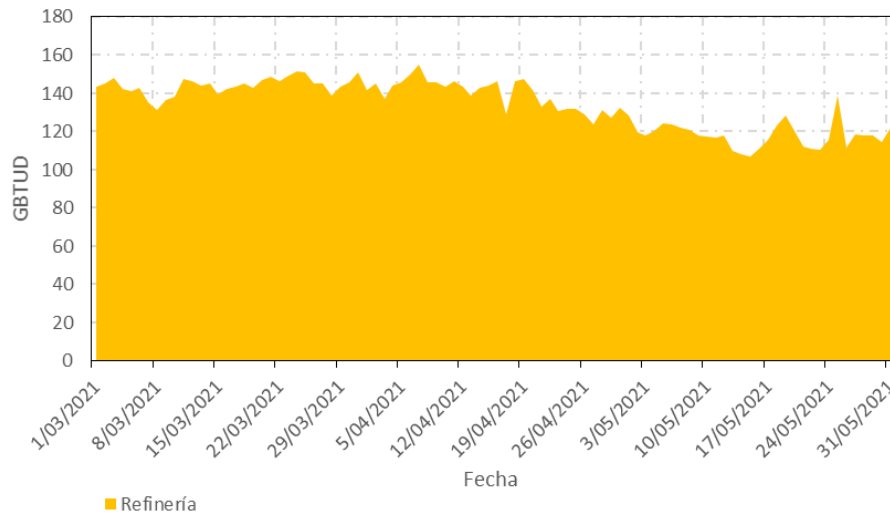
Como se refleja en la Figura 41, el consumo industrial se vio afectado tanto por el mantenimiento en Cusiana como por las restricciones derivadas de los problemas de orden público.

Figura 41. Demanda diaria de gas sector industrial en el periodo de análisis.



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

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



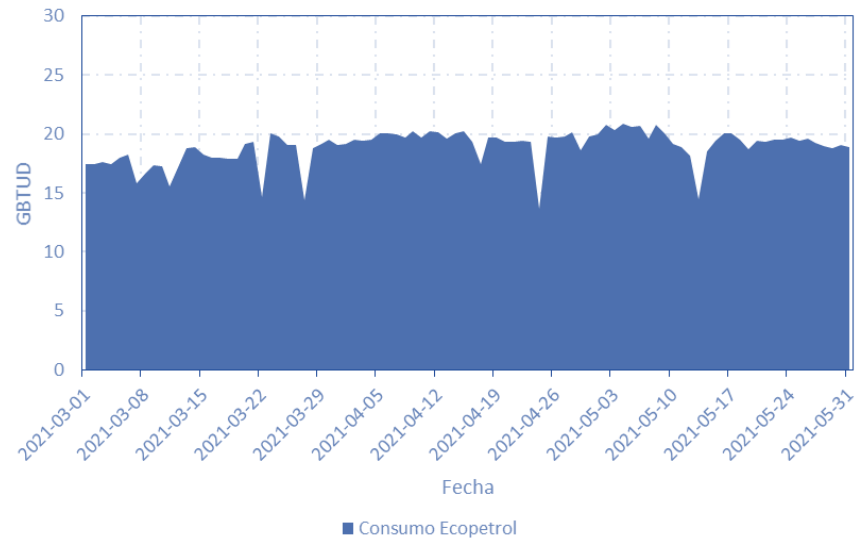
Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

En el caso del sector de refinación el consumo más alto se presentó en abril con un consumo promedio de 155 GBTUD tal como se puede observar en la Figura 42



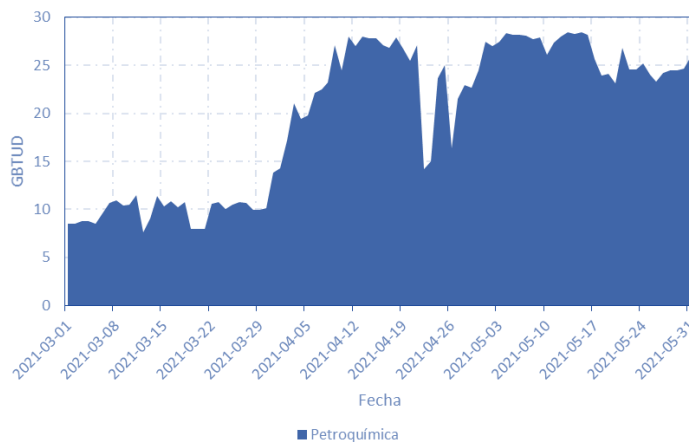
El sector Consumos Ecopetrol<sup>10</sup> estuvo alrededor de los 15 GBTUD durante los primeros días del trimestre y el resto del periodo permaneció estable alrededor de los 20 GBTUD (Figura 43).

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



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

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



El consumo del sector Petroquímico durante el mes de marzo estuvo alrededor de 10 GBTUD, explicado por una parada programada de la planta de Yara (gran Usuario de Gas para uso petroquímico). El resto del periodo permaneció alrededor de los 25 GBTUD como se puede observar en la Figura 44.

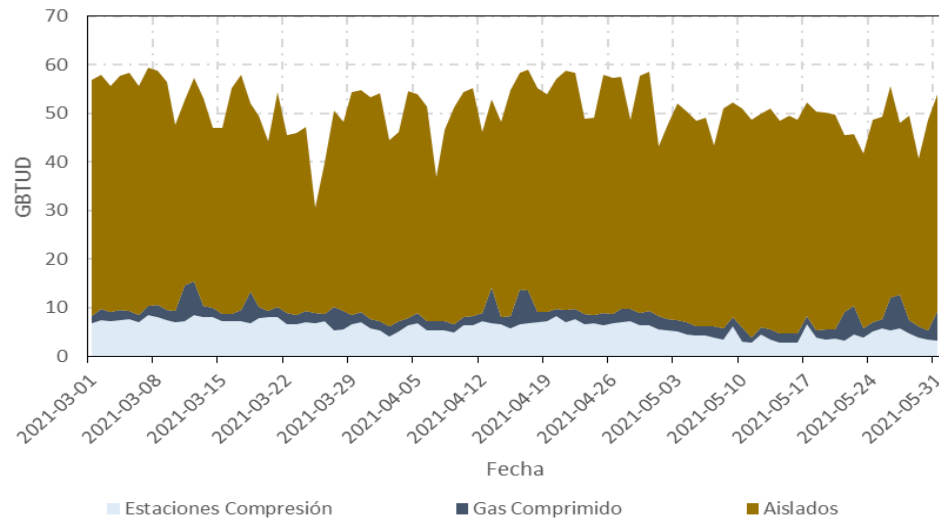
Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

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



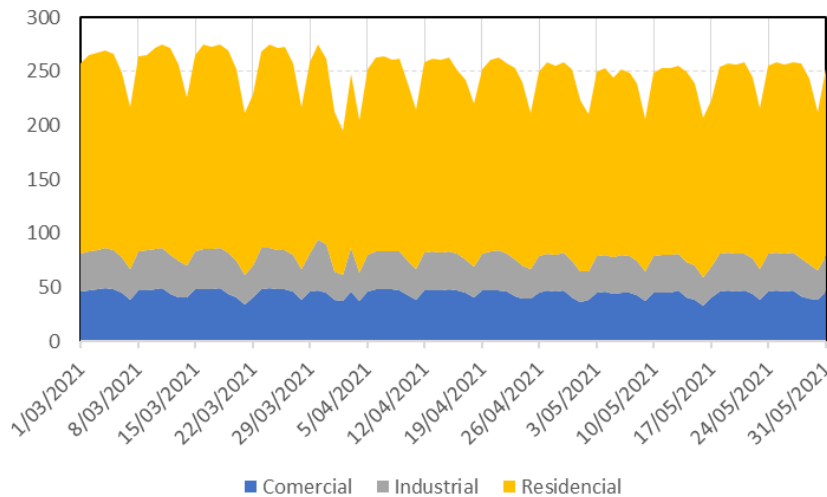
Como se aprecia en la Figura 45, la demanda de otros sectores, conformado por los consumos de las estaciones de compresión y la demanda atendida por los campos aislados y por gas natural comprimido, estuvo entre 50 y 60 GBTUD.

Figura 45. Demanda diaria de gas Otros Sectores en el periodo de análisis.



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

Figura 46. Demanda diaria de gas sector regulado por grupo de consumo en el periodo de análisis.



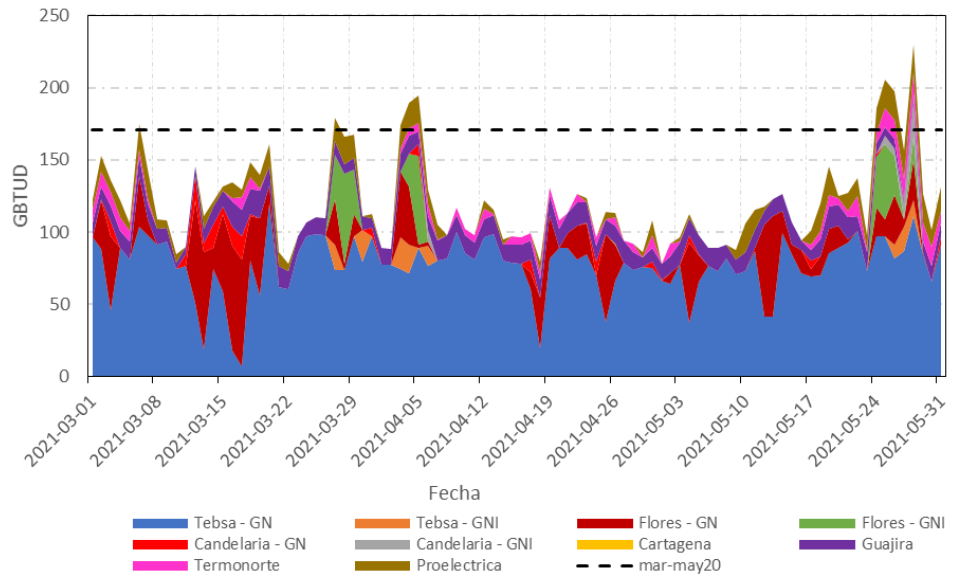
Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

El sector regulado permaneció estable alrededor de los 250 GBTUD (Figura 46). El 69% de los consumos regulados corresponden al sector residencial; el restante está distribuido entre sector comercial (18%) e industria regulada (13%).



Al observar en más detalle el consumo de gas para generación en la costa (Figura 47), éste fue de 121 GBTUD, 29% por debajo del promedio en el mismo trimestre del año anterior.

Figura 47. Consumo de gas para generación en la costa en el periodo de análisis.



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

Como puede observarse en la Tabla 19, durante el periodo de análisis los consumos para generación en la costa tuvieron una caída de 10% en abril con respecto a marzo; en mayo con respecto a abril incrementaron en 9%.

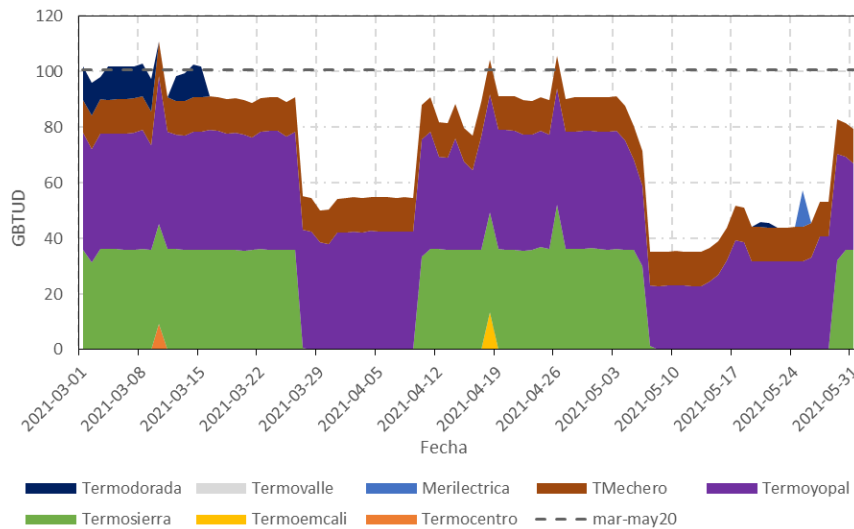
Tabla 19. Consumo de gas para generación en la costa en el periodo de análisis.

Mes	Tebsa GN	Tebsa a GNI	Flores GN	Flores a GNI	Candelaria a GN	Candelaria a GNI	Cartagena	Guajira	Termonorte	Proeléctrica	Total
Marzo21	75,59	1,27	20,37	4,00	3,30	-	-	11,11	2,40	7,60	125,63
Abril21	76,92	1,85	10,33	2,82	1,04	0,27	0,01	12,25	3,70	3,98	113,17
Mayo21	77,59	1,18	13,22	4,21	0,64	1,54	-	10,70	4,81	8,94	122,82

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



Figura 48. Consumo de gas nacional para generación en el interior en el periodo de análisis.



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

Con respecto a los consumos térmicos para generación en el interior, estuvieron en 74 GBTUD, 26% por debajo del promedio en el mismo periodo para el año anterior. Los consumos de gas para Termosierra se vieron afectados por el mantenimiento en Cusiana y por las restricciones derivadas de los problemas de orden público, tal y como puede observarse en la Figura 48.

El 58% de los consumos para generación térmica en el interior correspondieron a Termoyopal y Termomechero que consumieron de manera constante en el periodo de análisis; el consumo de Termosierra representó un 30% del total, tal y como puede observarse en la Tabla 20.

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

Mes	Merilectrica	Termocentro	Termodorada	Termoemcali	Termosierra	Termovalle	Termoyopal	TMechero	Total
Marzo21	-	0,30	4,65	-	30,03	-	41,95	12,22	89,15
Abril21	-	-	-	0,44	25,69	-	40,76	12,25	79,14
Mayo21	0,43	-	0,11	-	10,18	-	31,83	12,30	54,85

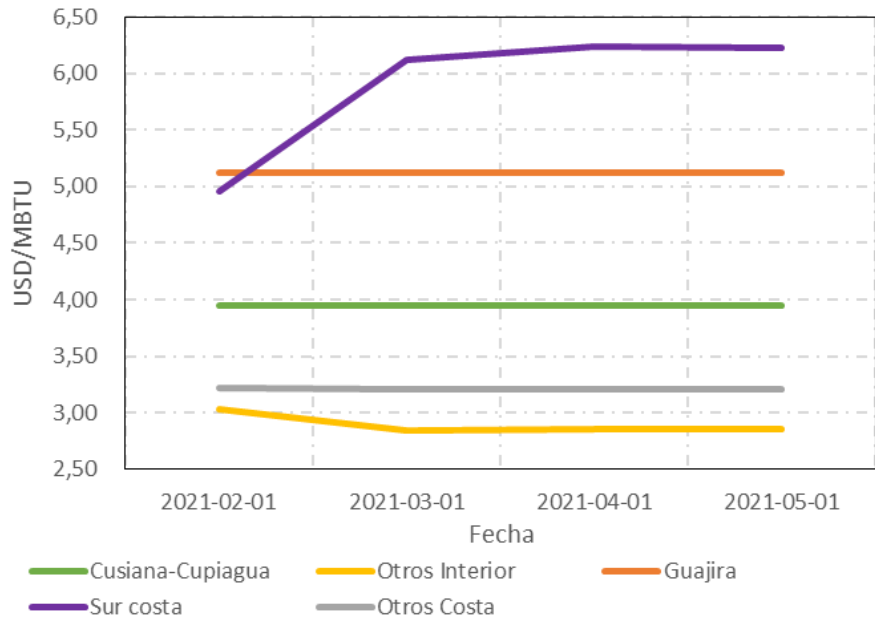
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM y del Gestor del Mercado de Gas.



## 2.2.5. Precios

Como se aprecia en la Figura 49, el precio promedio ponderado de los contratos firmes en el mercado primario permaneció estable para el periodo de análisis. Se resalta el aumento que presentaron los precios promedio del Sur de la Costa con respecto al nivel de precios en el que estaban en el trimestre anterior, pasando de un valor cercano a 5 USD/MBTU a estar por encima de 6 USD/MBTU.

Figura 49. Precio promedio ponderado de contratos en firme del mercado primario por fuente en el periodo de análisis.



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

Este aumento se puede observar con más detalle en la Tabla 21.

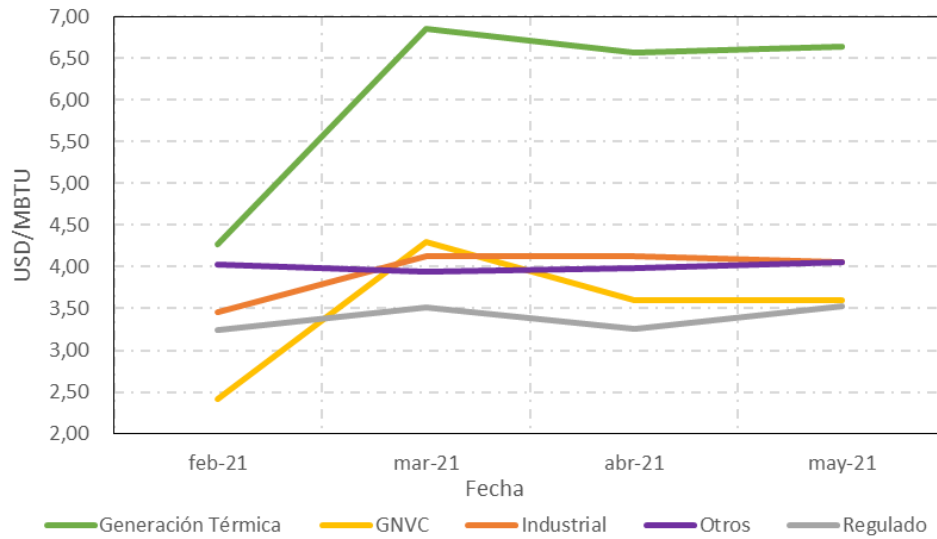
Tabla 21. Variación del precio promedio ponderado de contratos en firme del mercado primario por fuente frente al trimestre anterior.

Fuente	dic/20- feb/21	mar-may/21	Var (%)
Cusiana-Cupiagua	3,95	3,95	0%
Sur costa	5,01	6,19	24%
Otros Costa	3,22	3,22	0%
Guajira	5,12	5,12	0%
Otros Interior	3,03	2,85	-6%

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



Figura 50. Precio promedio ponderado de contratos por sector de consumo en el mercado primario en el periodo de análisis.



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

Tal y como lo ilustra la Figura 50 el precio promedio ponderado de los contratos en firme para los sectores industrial y GNVC estuvo cercano a los 3,5 USD/MBTU. Por otro lado, el precio de la generación térmica, permaneció alrededor de los 5,5 USD/MBTU, mientras que el precio promedio para los sectores regulado y otros sectores estuvo entre 3.5 y 4 USD/GBTU.

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

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

Sector	dic/20- feb/21	mar- may/21	Var (%)
Generación Térmica	4,13	5,71	38%
GNVC	3,52	3,57	2%
Industrial	3,30	3,37	2%
Otros	4,74	4,73	0%
Regulado	4,92	4,65	-6%

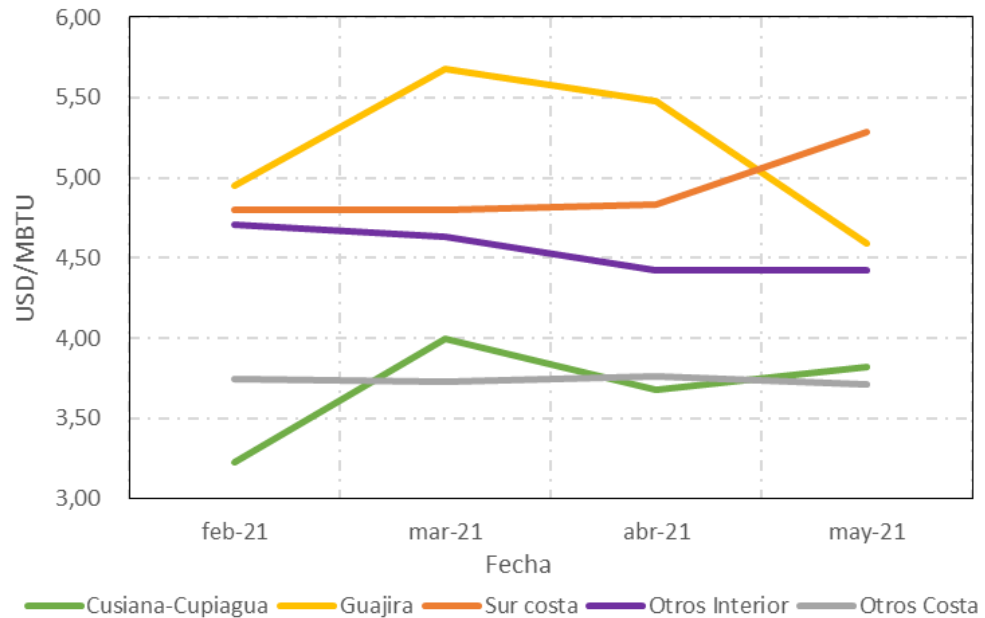
Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.





Como lo ilustra la Figura 51, los precios promedio de los contratos interrumpibles del Sur de la costa permanecieron alrededor de los 5 USD/MBTU, mientras que los precios en el interior oscilaron entre 3,5 USD/MBTU y 4 USD/MBTU.

Figura 51. Precio promedio ponderado de contratos en interrumpible del mercado primario por fuente en el periodo de análisis.



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

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

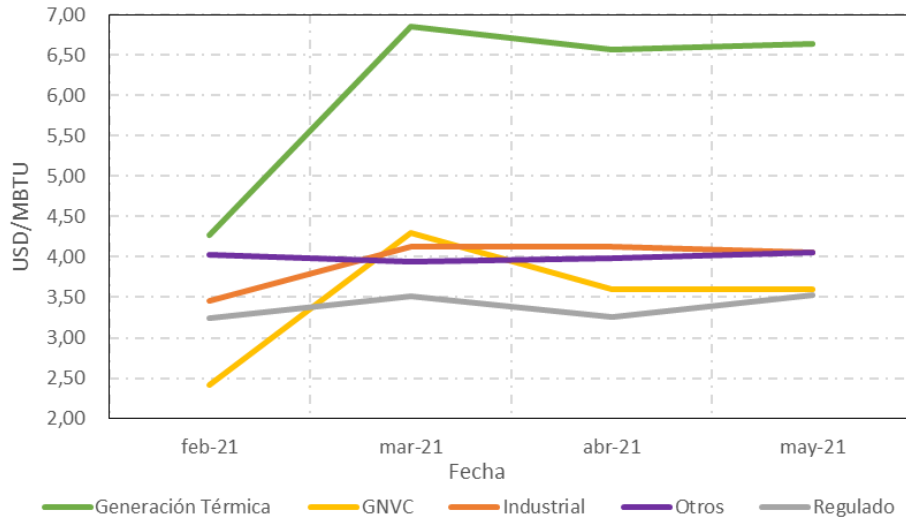
Tabla 23. Variación del precio promedio ponderado de contratos en interrumpible del mercado primario por fuente frente al trimestre anterior.

Fuente	dic/20- feb/21	mar- may/21	Var (%)
Cusiana-Cupiagua	3,05	3,83	26%
Sur costa	4,80	4,97	4%
Otros Costa	4,26	3,73	-12%
Guajira	4,56	5,25	15%
Otros Interior	4,52	4,49	0%

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



Figura 52. Precio promedio ponderado de contratos en interrumpible del mercado primario por sector de consumo en el periodo de análisis.



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

Los contratos interrumpibles para el sector térmico estuvieron cerca de 6,5 USD/MBTU. Como se presenta en la Figura 52 los demás sectores de consumo estuvieron por debajo de los 4,5 USD/MBTU.

Comparado con el trimestre anterior, se presentó un incremento en todos los sectores, siendo los más importantes los correspondientes al sector térmico y GNVC, tal como se observa en la Tabla 24.

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

Sector	dic/20- feb/21	mar- may/21	Var (%)
Generación Térmica	4,27	6,69	57%
GNVC	2,41	3,83	59%
Industrial	3,57	4,11	15%
Otros	3,72	3,99	7%
Regulado	3,00	3,43	15%

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

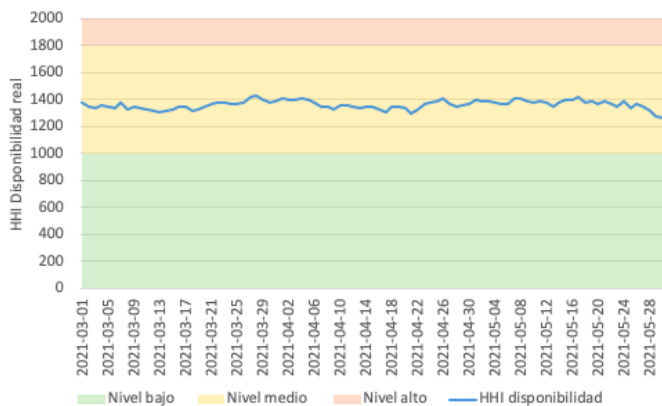


## 3. Análisis de indicadores

### 3.1. Indicadores mercado de energía eléctrica

#### 3.1.1. Indicadores de Concentración HHI

Figura 53. HHI Disponibilidad real



#### HHI Disponibilidad Real:

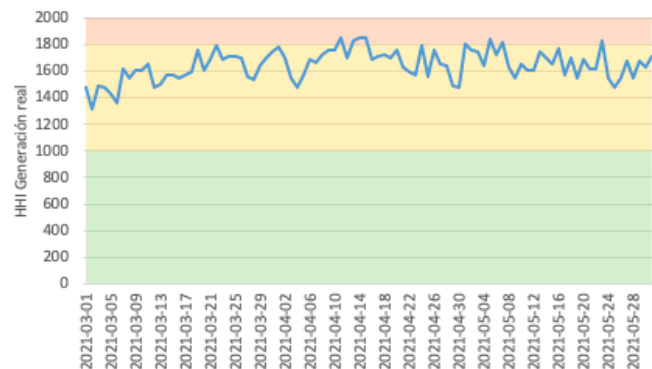
Este indicador presentó un valor medio durante el trimestre. El valor máximo del HHI de disponibilidad fue 1425,29 y el mínimo 1269,67. El valor promedio para el trimestre fue 1361,22. Así mismo, once agentes fueron responsables del 90% de la generación, siendo EPM (21,45%), EMGESA (21,13%) e ISAGEN (17,66%), los agentes con mayor disponibilidad con un agregado de 60,24%.

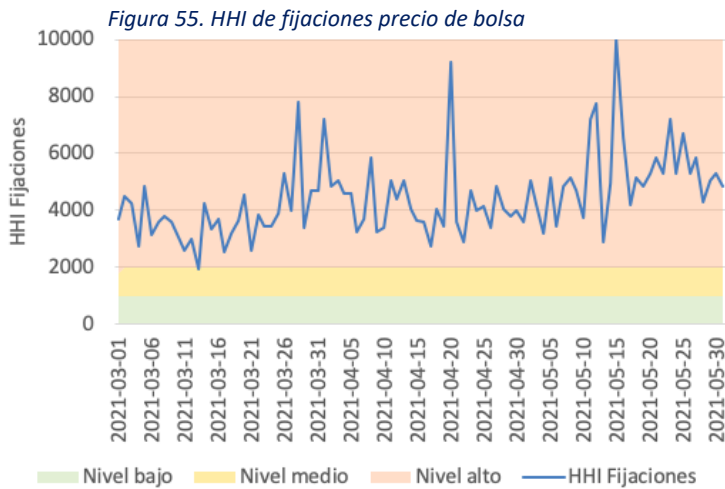
#### HHI Generación Real:

Este indicador presentó un valor medio-alto durante el trimestre. El valor promedio durante este trimestre fue de 1645,92, mientras que el mínimo, fue de 1311,11, y el máximo 1854,50.

Durante el periodo, durante 8 días el indicador fue mayor a 1800, ubicándose en un rango alto de concentración. En promedio, 10 agentes fueron responsables del 90% de la generación, siendo EPM (25,02%), ISAGEN (21,13%) y EMGESA (18,8%) los que más generaron más energía durante el periodo, con un 64% agregado

Figura 54. HHI Generación real





## HHI de Fijaciones:

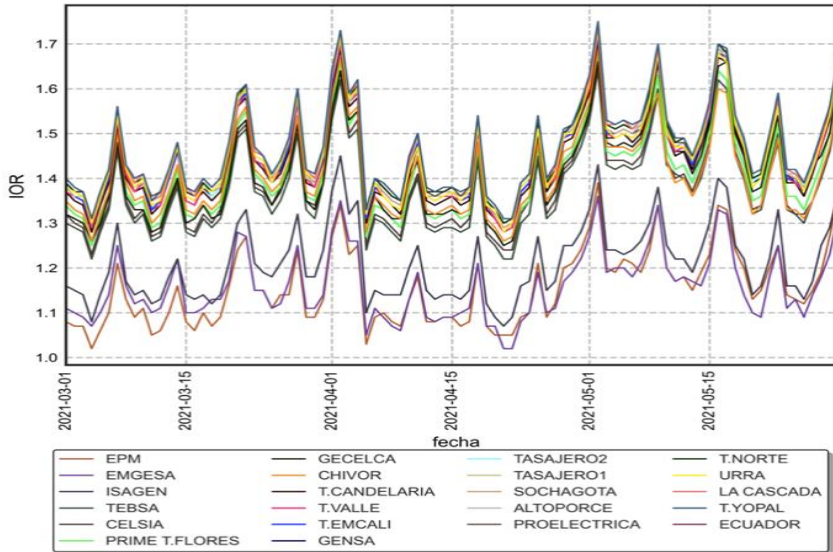
Durante el periodo analizado, el índice HHI de fijaciones se ubicó en el nivel de concentración alto, con un promedio de 4456,9. Es de resaltar, que, para el 15 de mayo de 2021, el indicador fue 10000, día en el que un solo agente fijó el precio de bolsa durante las 24 horas del día. En días donde el indicador fue superior a 7000, un único agente fijó por al menos 20 veces el precio de bolsa. Así mismo, para valores del indicador por encima de 4500, existieron fijaciones significativas por un solo agente, mayores a 13 por día.

Finalmente, el valor mínimo del indicador durante el periodo, fue de 1944,44 en marzo 13, donde 7 agentes fijaron el precio de bolsa, teniendo en cuenta que 3 de ellos tuvieron al menos 5 fijaciones durante el día.



### 3.1.2. Indicadores de Oferta Residual

Figura 56. IOR agentes generadores



El índice de oferta residual presenta que tanto el sistema depende de un agente para cubrir la demanda. Si es menor a 1 para un agente en particular, quiere decir que se requiere necesariamente del agente para cubrir la demanda y, por lo tanto, es pivotal.

En el periodo marzo a mayo de 2020, el indicador fue superior a 1 para todos los agentes, lo que implica que ningún agente fue pivotal.

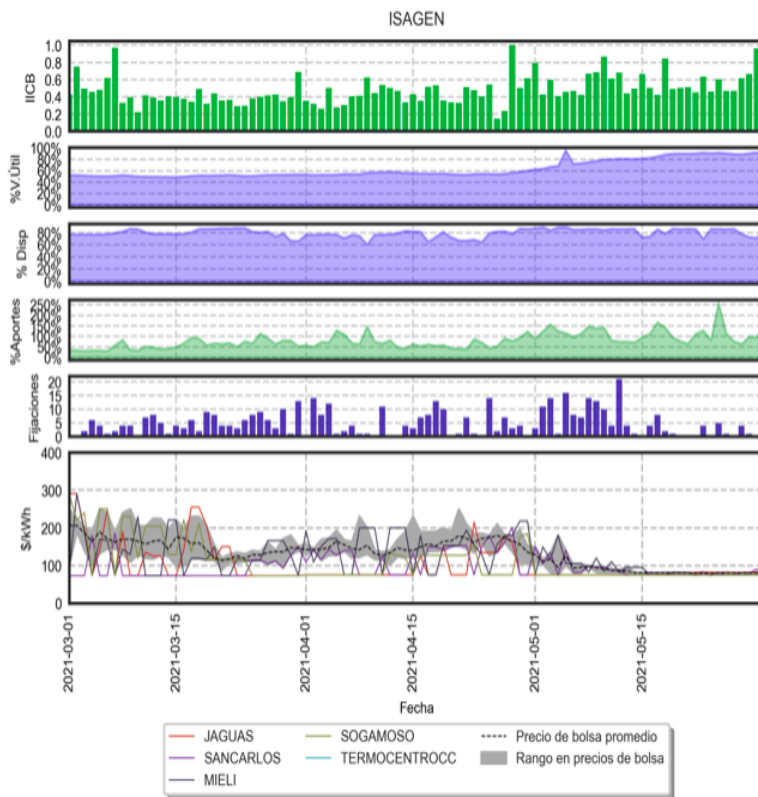
Entre el 2 y el 4 de abril (Semana santa), el indicador aumentó de forma significativa, producto de la disminución de la demanda, retomando sus valores típicos durante abril, y aumentando nuevamente de forma significativa en mayo, resultado del paro iniciado el 28 de abril de 2021.



### 3.1.3. Comparación de Indicadores

A continuación se presenta comparación de diferentes indicadores para los diferentes agentes, correspondientes a: i) IICB (Indicador de Ingresos de Contratos en Bolsa), ii) porcentaje de volumen útil agregado de sus plantas, iii) porcentaje de disponibilidad agregado de sus plantas, iv) porcentajes de aportes agregados<sup>11</sup>, v) número de fijaciones en precios de bolsa y vi) precio de oferta de las diferentes plantas del agente.

Figura 57. Comparación de indicadores ISAGEN



Al comparar diferentes indicadores para **ISAGEN**, se observa, a través del indicador de ingresos contratos-bolsa (IICB), que el agente tuvo ingresos en bolsa menores que sus ingresos en contratos. No obstante, dicho indicador es cercano a 0,4, lo que indica que cuenta con ingresos por bolsa importantes comparados con los de contratos. Esto es resultado, del hecho que el agente, cuenta con excedentes de generación que vende en bolsa los cuales son significativos.

Por otro lado, el precio de oferta de su portafolio, disminuyó en la medida del aumento de su volumen útil, así como del mayor nivel de aportes registrados durante mayo.

En la medida que su volumen útil ha llegado cerca del 100%, sus precios de oferta se han ajustado al mínimo valor del mercado que les garantiza ingresos por cargo por confiabilidad.

<sup>11</sup> % de aportes contra el percentil 95 del histórico 2013-2020



Figura 58. Comparación de indicadores EMGESA

Para **EMGESA**, se observa que su indicador IICB, es más cercano a uno durante el mes de mayo, lo que indica que sus ingresos por bolsa fueron relativamente bajos, comparados con sus ingresos en contratos durante este mes.

Esto es claro, dado que el agente no cuenta con una cantidad de excedentes de energía para vender en bolsa, por un lado, y por el otro, dados los niveles de aportes altos y un volumen útil en aumento por encima del 60%, el agente debió disminuir los precios de oferta a lo mínimo para poder entrar en despacho cubriendo sus obligaciones y garantizando ingresos de cargo por confiabilidad.

Finalmente, este agente, contó con una disponibilidad cercana al 80% durante el periodo.

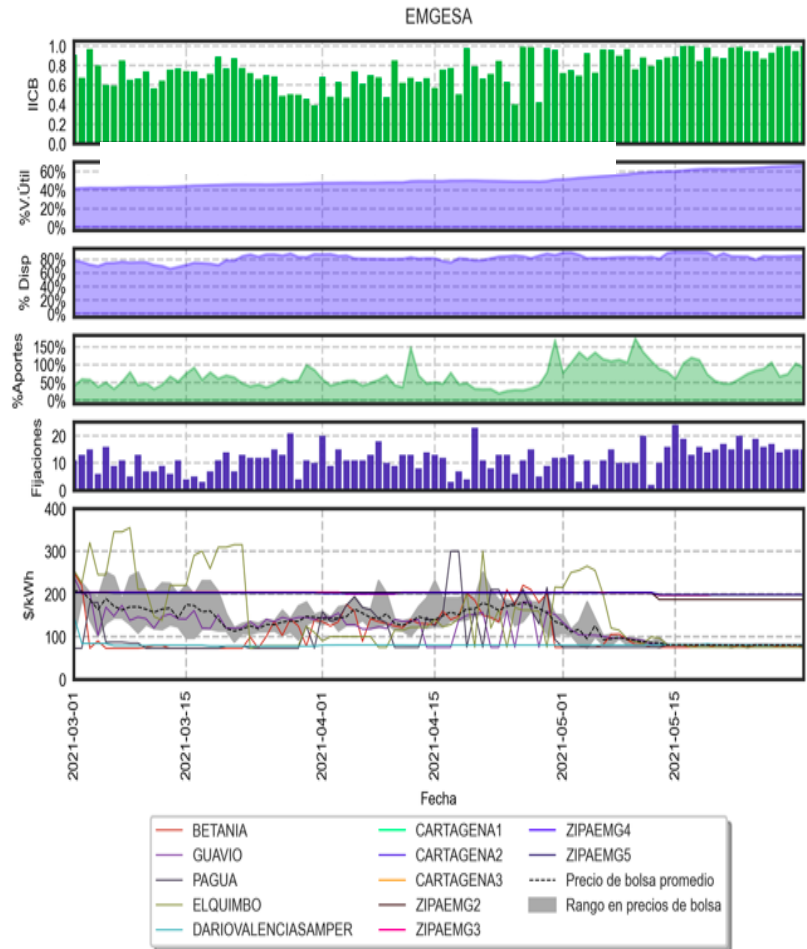
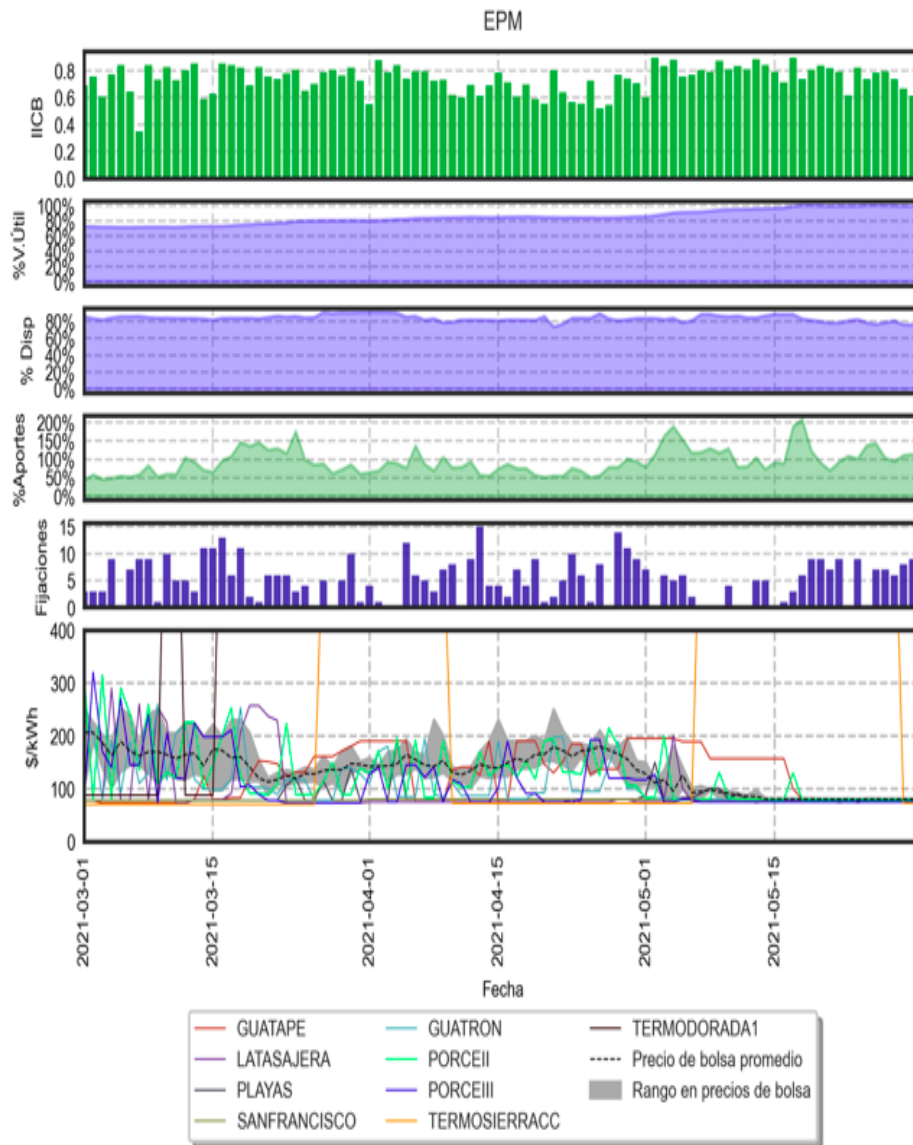




Figura 59. Comparación de indicadores EPM



Al analizar el IICB de **EPM**, se observa que durante el periodo analizado, dicho indicador se encontró cerca de 0,75 lo que indica, que el agente tuvo muchos más ingresos por contratos que por bolsa.

Es de resaltar que este agente durante mayo, llegó a un 100% del volumen útil, lo que unido al alto nivel de aportes que estuvieron por encima del 100% del percentil 95 histórico, hicieron que el agente tuviera que disminuir sus precios de todo su portafolio a los mínimos del mercado. Esto redundó en un menor nivel de ingresos en bolsa, por lo que el IICB se acerca aún más a uno, comparado contra los meses de marzo y abril.

Por otro lado, este agente durante el periodo, tuvo una disponibilidad real cercana al 80% de su capacidad instalada.





En cuanto a **CELSIA**, su indicador IICB es cercano a 0 al inicio de marzo, llegando a 0,4 al final del mismo mes, lo que indica que el agente tuvo ingresos por bolsa similares a sus ingresos por contratos. Esto es resultado de su alto nivel de excedentes de energía para venta en bolsa. En la medida en que el precio de bolsa disminuyen, su indicador aumenta.

En relación al volumen útil, el mismo aumenta de 60% al inicio del periodo, a cerca de un 80% al finalizar mayo. El agente contó con aportes hídricos importantes superando el 100% de su histórico (percentil 95), en varias ocasiones.

Por último, el agente ha tenido una disponibilidad real promedio cercana al 60% durante el periodo analizado, subiendo a 70% en la última semana de mayo.

Figura 60. Comparación de indicadores CELSIA

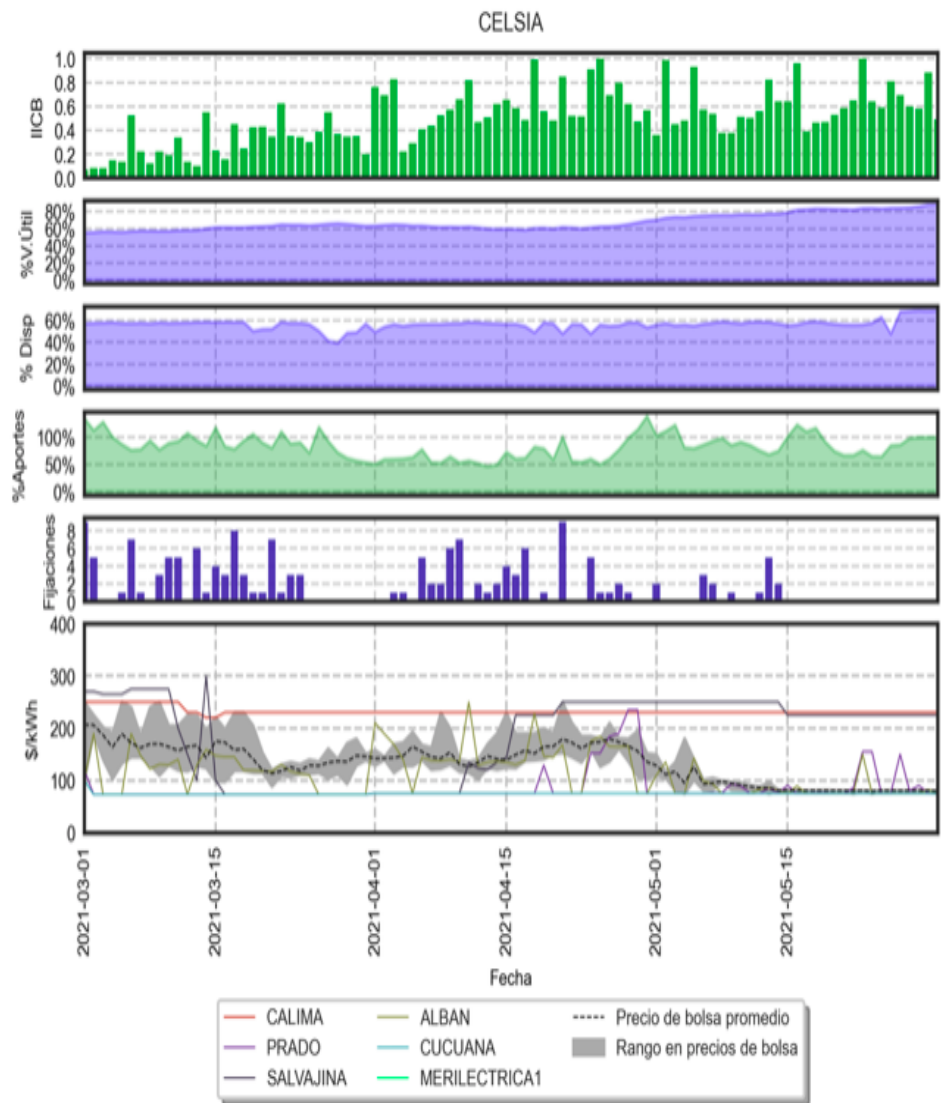
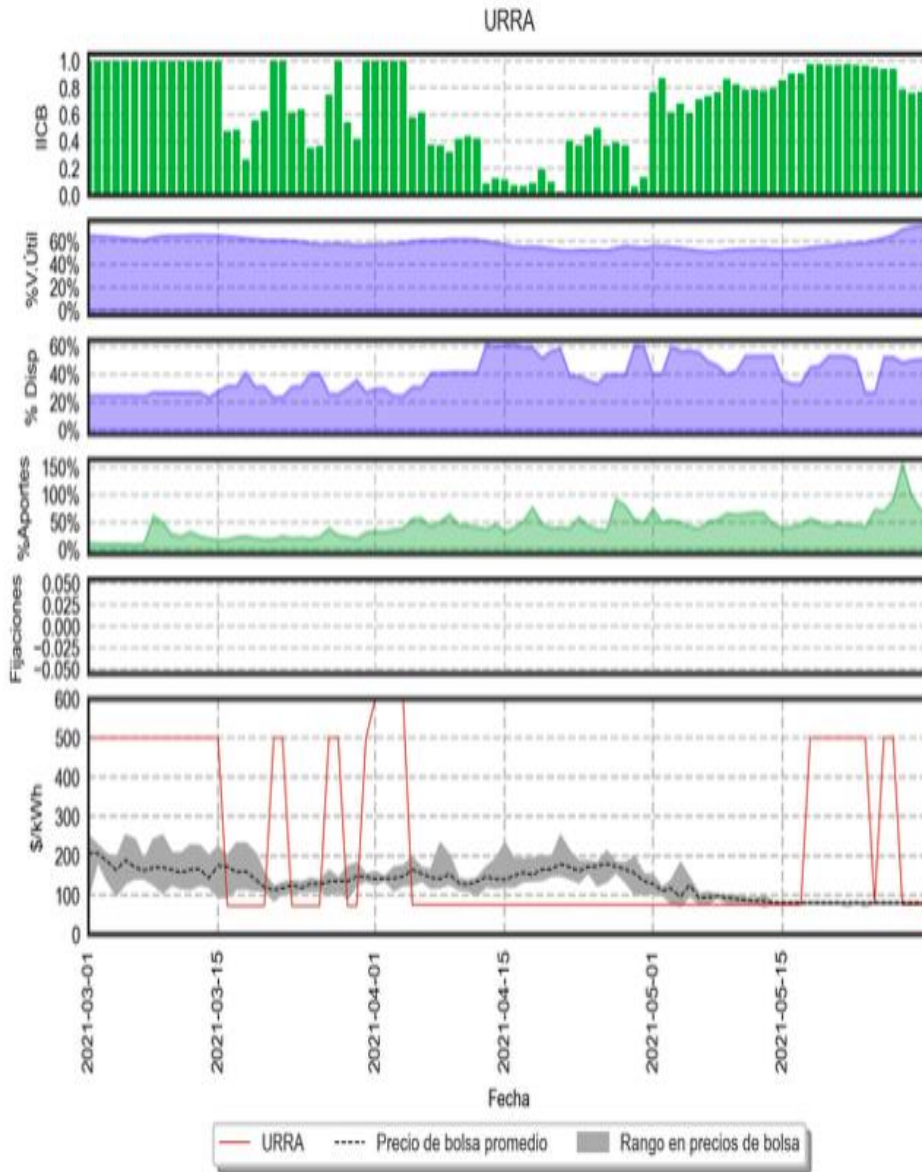




Figura 61. Comparación de indicadores URRRA



Finalmente, se presenta el análisis de comparación de indicadores para **URRA**, el cual ha tenido salidas por mantenimientos programados, tales como el inicio del mes de marzo.

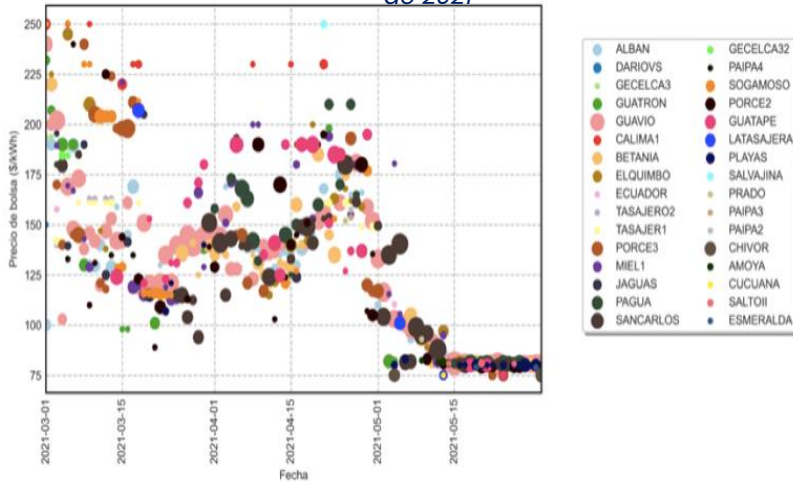
Se observa que sus ingresos en bolsa fueron similares a sus ingresos en contratos (IICB cerca a cero), cuando el agente entró en mérito con una disponibilidad cercana al 60%, desde la segunda semana de abril. Sin embargo, en la medida que el precio de bolsa disminuyó, su IICB volvió a acercarse a 1, durante el mes de mayo.

Finalmente, se observa, que el volumen útil de este agente a estado cercano al 60%, disminuyendo durante abril y parte de mayo, y aumentando al final del mes de mayo



### 3.1.4. Seguimiento a fijación de precios de bolsa

Figura 63. Fijación de precios de bolsa por planta, marzo-mayo de 2021



Durante la primera quincena de Marzo, los precios de bolsa oscilaron entre los 100 y 250 \$/kWh. Para la primera quincena de marzo, el agente que más fijaciones tuvo fue EMGESA, siendo su precio promedio de 172,58 \$/kWh. EPM fue el segundo con mayor número de fijaciones, y su promedio de fijación fue 175,17 \$/kWh, seguido por ISAGEN con un precio promedio fijado de 180,18 \$/kWh.

Durante la segunda mitad de marzo, los precios promedio de las ofertas que fijaron precio oscilaron entre 80 y 230 \$/kWh, siendo EMGESA el que más fijó el precio, sin embargo, el precio promedio disminuyó a 134,81 \$/kWh para las fijaciones de este agente. El segundo agente con mayor número de fijaciones fue ISAGEN, con un promedio de 124,11 \$/kWh, seguido de EPM en cantidad de fijaciones, y con un precio promedio de 151,19\$/kWh.

Durante el trimestre analizado, se observó una disminución importante en el precio promedio de fijación de precios de bolsa, resultado del aumento de los aportes hídricos y volumen útil de los agentes. En total, 32 plantas fijaron los precios de bolsa durante el trimestre, correspondientes a 10 agentes nacionales y uno de conexión internacional.

Figura 62. Fijación precios de bolsa por planta, abril 2021

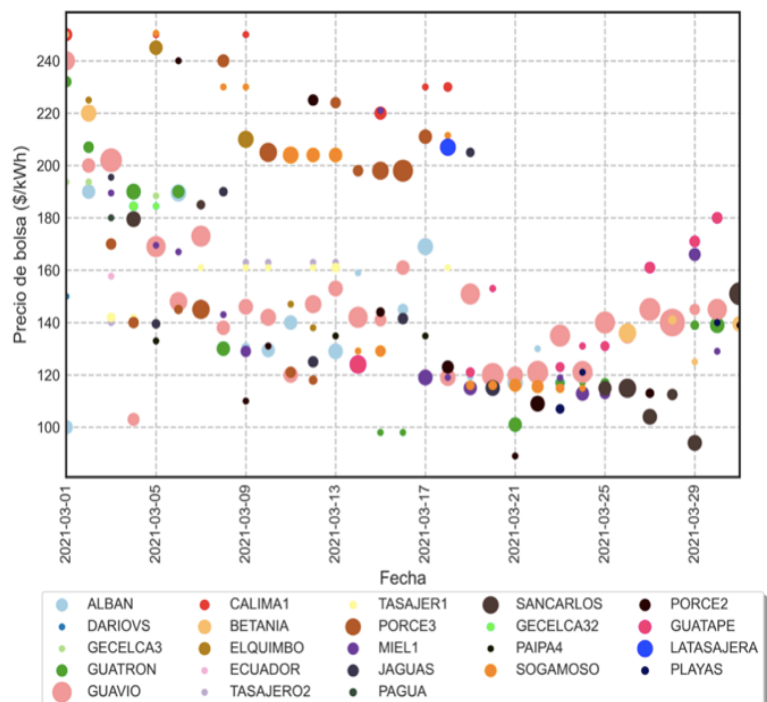
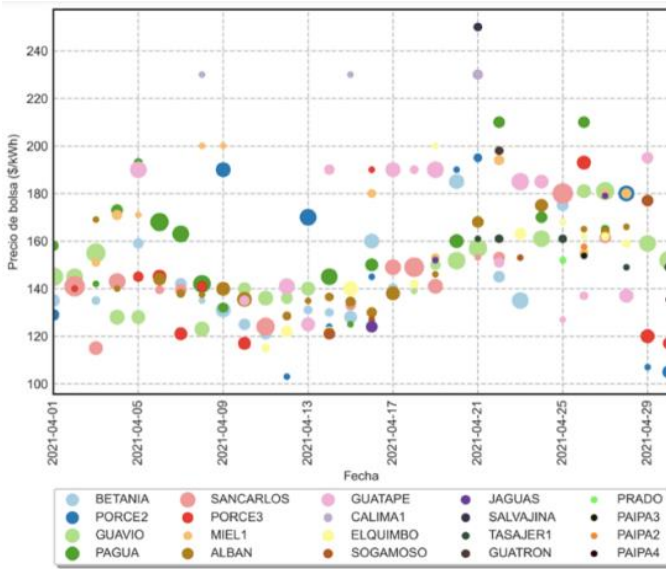




Figura 64. Fijación precios de bolsa por planta, abril 2021



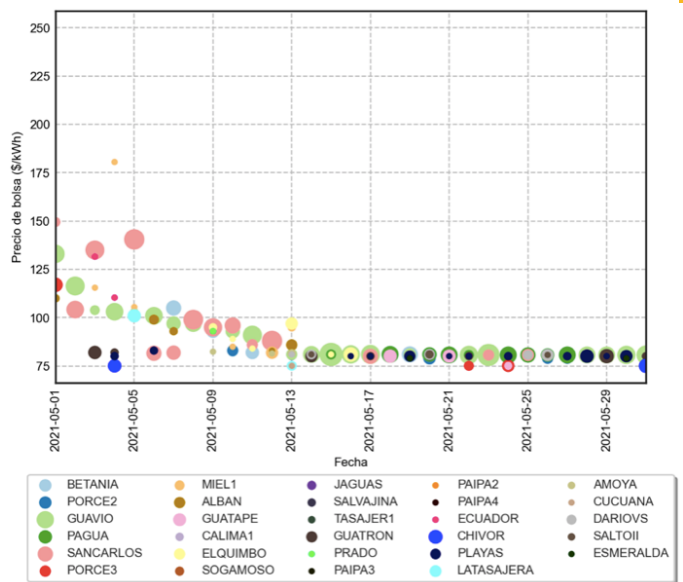
Durante la primera quincena de Mayo, los precios de bolsa disminuyeron de forma importante. El agente que más fijaciones tuvo fue EMGESA, siendo su precio promedio de sus fijaciones 96,23 \$/kWh. ISAGEN fue el segundo con mayor número de fijaciones, con un promedio de fijación de 104,19 \$/kWh, seguido por EPM con un precio promedio fijado de 90,14 \$/kWh. Por su parte CELSIA, tuvo un promedio de fijaciones de 19,16 \$/kWh y CHIVOR 75,11 \$/kWh.

Durante la segunda mitad de mayo, los precios promedio de las ofertas que fijaron precio oscilaron entre 75\$/kWh y 82 \$/kWh, siendo EMGESA el que más fijó el precio, sin embargo, el precio promedio disminuyó a 80,81 \$/kWh para las fijaciones de este agente. El segundo agente con mayor número de fijaciones fue EPM, con un promedio de 79,33 \$/kWh, seguido de ISAGEN en cantidad de fijaciones, y con un precio promedio de 80,59\$/kWh. Finalmente, CHIVOR tuvo un precio promedio en sus fijaciones de precio de bolsa de 75,11 \$/kWh.

Durante la primera quincena de abril, solo en dos ocasiones los precios se fijaron por encima de 200 \$/kWh. Durante la primera quincena de este mes, el agente que más fijaciones tuvo fue EMGESA, siendo su precio promedio de 141,88 \$/kWh. EPM fue el segundo con mayor número de fijaciones, y su promedio de fijación fue 151,08 \$/kWh, seguido por ISAGEN con un precio promedio fijado de 1138,05 \$/kWh. CELSIA; tuvo un promedio de fijaciones de 144,21 para esta quincena.

Durante la segunda mitad de abril, los precios de bolsa aumentaron con relación a la primera quincena, disminuyendo de forma importante en los últimos días del mes, siendo EMGESA el que más fijó el precio, aumentando a 162,92 \$/kWh en promedio. El segundo agente con mayor número de fijaciones fue EPM, con un promedio de fijación de 167,04 \$/kWh, seguido de ISAGEN en cantidad de fijaciones, y con un precio promedio de 160,01\$/kWh. Otros agentes que fijaron precio en esta quincena fueron CELSIA, TASAJERO1, GENSA y SOCHAGOTA.

Figura 65. Fijación precios de bolsa por planta, mayo 2021

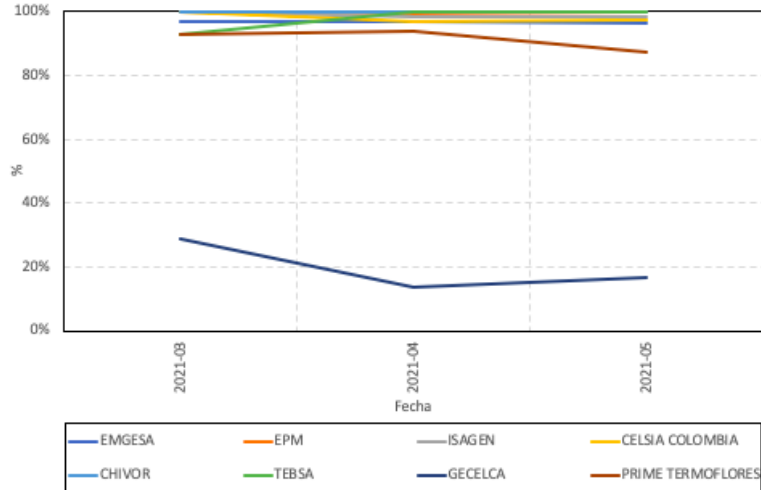




### 3.1.5. Porcentaje de cubrimiento para agentes generadores

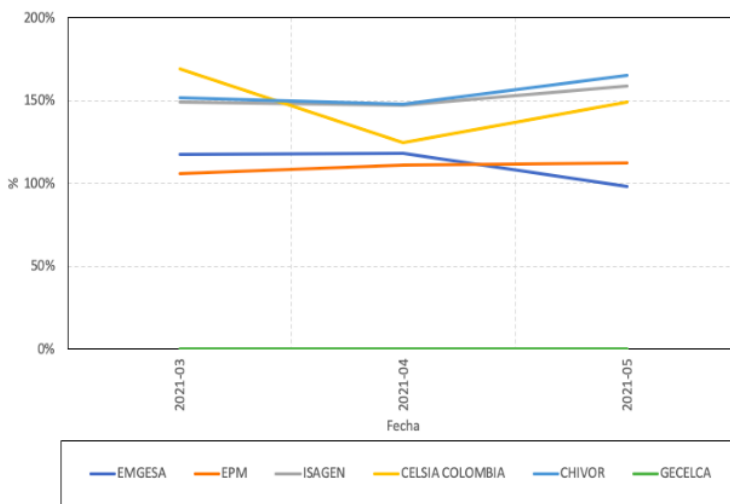
A en la Figura 66 se presenta el porcentaje de cubrimiento para generadores en relación a qué tanto de sus obligaciones de ventas de energía está cubierto con respaldos diferentes a compras en bolsa, es decir que porcentaje de sus respaldos viene de generación propia y compras en contratos. Para este periodo el porcentaje de cubrimiento estuvo por encima de 87% para los principales agentes generadores. No obstante se observa que GECELCA tuvo este indicador bastante bajo, lo cual es el resultado de los altos aportes hídricos frente a los cuales el agente puede tener una mayor eficiencia realizando compras en bolsa.

Figura 66. % cubrimiento de generadores



### 3.1.6. Porcentaje para ventas de agentes generadores

Figura 67. % Generación para ventas agentes generadores



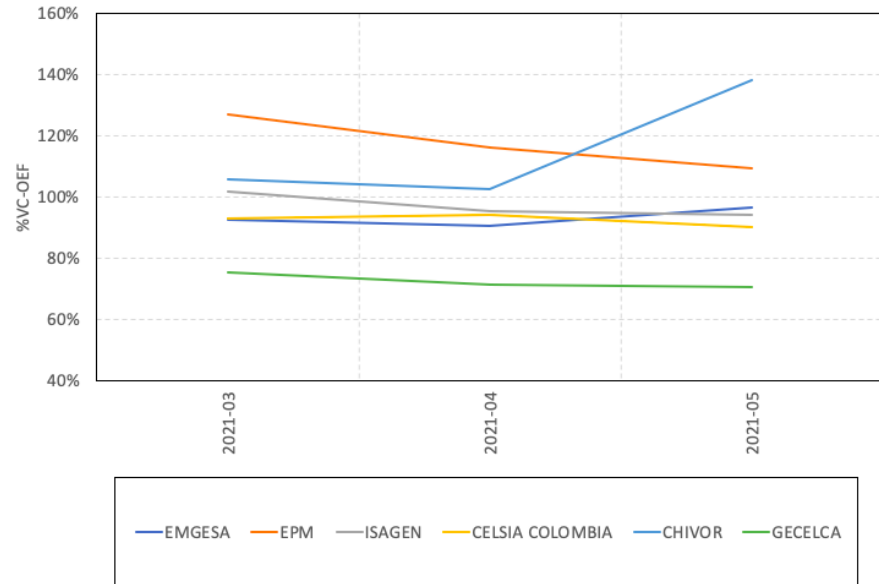
El indicador de generación para ventas (%GPV) presenta la relación entre la generación del agente y las ventas en contratos. Para los agentes seleccionados, se observa que hay algunos cuyo indicador está por encima del 100% indicando que este agente cuenta con excedentes de generación para vender en bolsa. Entre estos se resaltan a CHIVOR, ISAGEN y CELSIA con %GPV superior a 150%. Por su parte EPM y EMGESA cuentan con un indicador cercano a 100%, es decir, no cuentan con muchos excedentes para vender en bolsa. Finalmente GECELCA, tiene este indicador en cero, dado que le es más conveniente adquirir la energía en bolsa para cubrir sus ventas en contratos.



### 3.1.7. Ventas en contratos vs obligaciones de Energía en firme

Este indicador refleja el porcentaje que el agente vende en contratos frente a las OEF asignadas. Los agentes EPM y CHIVOR mostraron un indicador superior a 100% durante los tres meses analizados. EMGESA, ISAGEN y CELSIA, tuvieron ventas en contratos cerca al 100% de sus OEF, y GECELCA tuvo ventas en contratos por debajo del 80% de sus obligaciones de energía en firme

Figura 68. % ventas en contratos/OEF



### 3.1.8 Indicadores de disponibilidad y obligaciones de energía firme

Esta sección presenta los indicadores para realizar el seguimiento y evaluación de la capacidad de cumplimiento que tienen los agentes generadores sobre sus Obligaciones de Energía en Firme. Estos indicadores comparan la disponibilidad real frente a las OEF (Indicador ICOEF), bajo el supuesto que dicha disponibilidad indica el estado real de una planta de generación y que en un momento específico estaría, o no, en la capacidad de generar la energía asignada bajo el esquema de Cargo por Confiabilidad, situación que puede poner en riesgo la atención de la demanda si esta no cubre completamente sus OEF. Por otro lado, considerando los anillos de seguridad como los contratos de respaldo y la Demanda Desconectable Voluntaria – DDV- que el agente pueda negociar, se realiza seguimiento con la demanda comercial a través del indicador ICOEF<sup>AS</sup>, según la metodología definida en el Boletín trimestral de diciembre 2019 a febrero 2020.

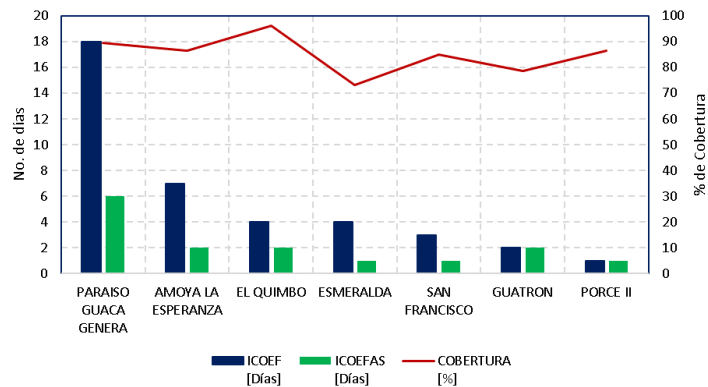
Vale la pena anotar que para la lectura e interpretación del indicador se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones que pueden afectar el cálculo del indicador:



- Si la planta se encuentra en pruebas de generación, lo cual afecta la disponibilidad comercial, puede afectar el cálculo del indicador dando valores un poco mayores.
- No fueron incluidas las plantas que se acogen a la Resolución CREG 081 de 2014, puesto que su disponibilidad se ve afectada por el combustible utilizado (principal o respaldo), esto puede afectar el cálculo del indicador.
- Si el agente no reportó información ante el CND correspondiente a la disponibilidad declarada para alguna planta en particular, se afecta el cálculo del indicador.
- Si la planta presenta una serie de indisponibilidades forzadas expuestas en el numeral 2.1.4 del presente documento, lo cual se puede entender como eventos no programados que pueden afectar la disponibilidad comercial, se puede afectar el cálculo del indicador.

En la Figura 69 y Figura 70 se ilustran los valores de los indicadores *ICOEF* e *ICOEF<sup>AS</sup>* para las plantas hidráulicas y térmicas, respectivamente, con sus valores totales para el periodo de análisis y la cobertura de los mismos. Posteriormente en la Tabla 25 y Tabla 26 se muestran los valores de los indicadores desagregados por meses para las mismas plantas en el periodo de análisis.

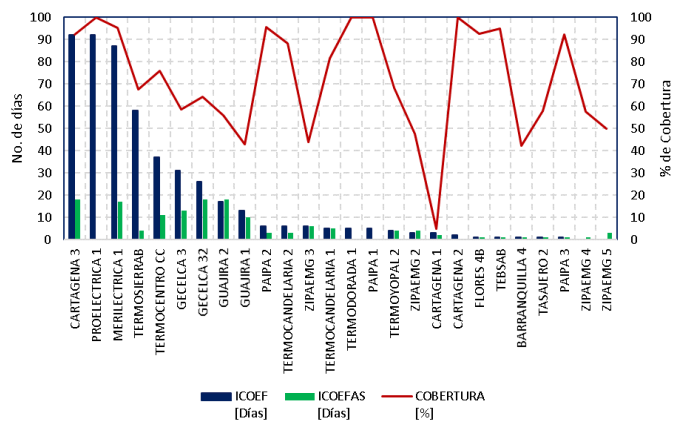
Figura 69. Indicadores *ICOEF* e *ICOEF<sup>AS</sup>* con el porcentaje de cobertura de plantas hidráulicas en el periodo de análisis



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Referente a la información de la Figura 69 observamos que la disponibilidad comercial fue inferior a las OEF en lo que respecta a la cadena hidráulica de La Guaca y Paraíso (PAGUA) durante 18 días con un porcentaje de cobertura del 89,45%.

Figura 70. Indicadores *ICOEF* e *ICOEF<sup>AS</sup>* con el porcentaje de cobertura de plantas térmicas en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



Tabla 25. Indicadores ICOEF e ICOEF<sup>AS</sup> de plantas hidroeléctricas en el periodo de análisis.

PLANTAS	ICOEF [Días]	ICOEFAS [Días]	COBERTURA [%]
PARAISO GUACA GENERA	18	6	89.45
AMOYA LA ESPERANZA	7	2	86.31
EL QUIMBO	4	2	96.07
ESMERALDA	4	1	73.04
SAN FRANCISCO	3	1	84.85
GUATRON	2	2	78.72
PORCE II	1	1	86.55

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Frente a los resultados asociados a plantas hidroeléctricas presentados en la Tabla 25, se observa que los mayores valores de los indicadores (mayor número de días) están asociados a plantas filo de agua o plantas de embalse con baja regulación, es de anotar que las plantas que presentan en su ICOEF<sup>AS</sup> un valor menor a 3 días en muchas ocasiones no se pueden cubrir esas necesidades dado que la regulación vigente del país no lo permite, por cuanto los tiempos de inscripción de contratos de respaldo para las coberturas de OEF tienen como tiempo mínimo de registro 2 días ante el ASIC. De este modo se entiende que valores inferiores a los 3 días mencionados pueden ser asociados a la gestión para la cobertura en el mercado.

Tabla 26. Indicadores ICOEF e ICOEF<sup>AS</sup> de plantas térmicas en el periodo de análisis.

PLANTAS	ICOEF [Días]	ICOEFAS [Días]	COBERTURA [%]
CARTAGENA 3	92	18	92.1
PROELECTRICA 1	92	0	100
MERILECTRICA 1	87	17	95.24
TERMO SIERRA B	58	4	67.53
TERMO CENTRO CC	37	11	75.96
GECELCA 3	31	13	58.71
GECELCA 32	26	18	64.24
GUAJIRA 2	17	18	55.84
GUAJIRA 1	13	10	42.85
PAIPA 2	6	3	95.73
TERMO CANDELARIA 2	6	3	88.35
ZIPAEMG 3	6	6	43.92
TERMO CANDELARIA 1	5	5	81.54
TERMO DORADA 1	5	0	100
PAIPA 1	5	0	100
TERMO YOPAL 2	4	4	68.31
ZIPAEMG 2	3	4	47.48
CARTAGENA 1	3	2	5.02
CARTAGENA 2	2	0	100





FLORES 4B	1	1	92.41
TEBSAB	1	1	94.82
BARRANQUILLA 4	1	1	42.16
TASAJERO 2	1	1	58.01
PAIPA 3	1	1	92.37
ZIPAEMG 4	0	1	57.45
ZIPAEMG 5	0	3	50.05

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

Para las plantas térmicas se observa que la menor cobertura (ver Tabla 26) donde la disponibilidad comercial fue inferior a la OEF se presentó para Cartagena 1 (5,02%), Barranquilla 4 (42,16%), Guajira 1 (42,85%), y Zipaemg 3 (43,92%). Es de anotar que los recursos que presentan en su *ICOEF*<sup>AS</sup> un valor menor a 3 días en muchas ocasiones no se pueden cubrir esas necesidades dado que la regulación vigente del país no lo permite, por cuanto los tiempos de inscripción de contratos de respaldo para las coberturas de OEF tienen como tiempo mínimo de registro 2 días ante el ASIC. De este modo se entiende que valores inferiores a los 3 días mencionados pueden ser asociados a la gestión para la cobertura en el mercado.

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

En lo referente al indicador de disponibilidad real y OEF, para las plantas hidroeléctricas, las plantas filo de agua o con baja regulación son las que presentan los mayores valores, explicado en parte por el recurso primario disponible; mientras que en las plantas térmicas se observan valores altos relacionados con fallas operativas o mantenimientos, así como un mayor uso de los mecanismos de respaldo; vale la pena anotar que esto no significa un incumplimiento de sus obligaciones, sino que brinda señales para que dichos agentes que presentan porcentajes de cobertura bajos realicen las gestiones necesarias para que sus activos están disponibles si se llega a activar el mecanismo dado que el precio de bolsa sea superado por el precio marginal de activación y de este modo utilizar los mecanismos de seguridad del sistema para cubrir la demanda necesaria como lo son los anillos de seguridad del cargo por confiabilidad en caso de que se llegase a materializar una situación de escasez. Es de anotar, que en muchas ocasiones las indisponibilidades forzadas no dan tiempo de respaldarse dada la regulación vigente, y los tiempos que esta presenta para el registro de contratos respaldo.



## 3.2. Indicadores mercado de gas natural

### 3.2.1. Índices de precios nacional vs importado

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

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

Donde:

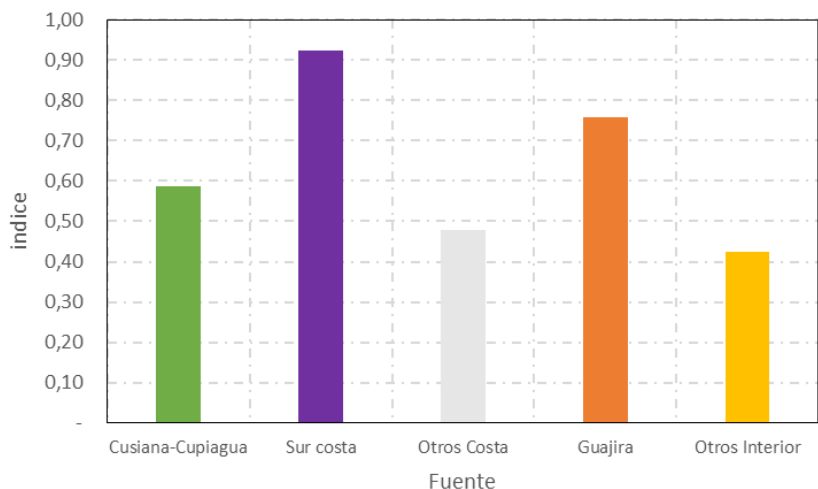
$PPN_i$  es el precio promedio ponderado de gas nacional para cada campo  $i$ .

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

En la Figura 71 se observa el indicador para el periodo de análisis. En todos los casos, el precio de referencia del gas importado está por encima de los precios de los campos nacionales.

Para los campos de producción del interior el indicador está por debajo de 0,6; mientras que para los campos del Sur de la Costa y Guajira el indicador está por encima de 0,7 lo que evidencia que los precios de gas de la Costa son menos competitivos con respecto a los precios del gas importado.

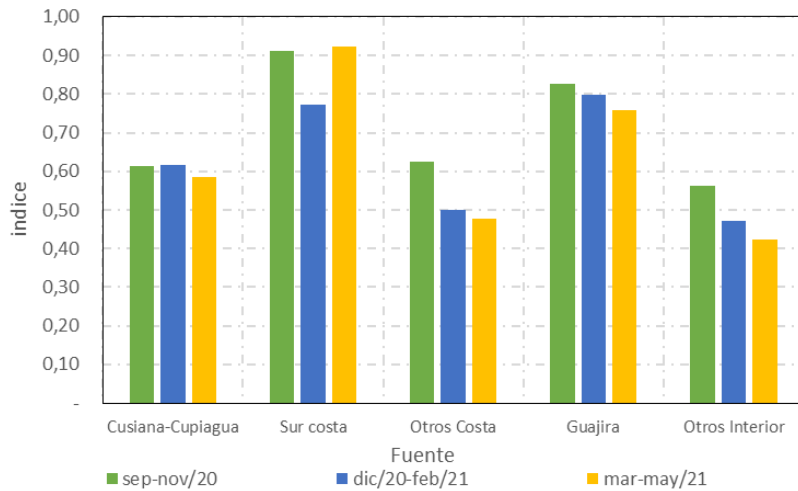
Figura 71. Índices de precios nacional vs importado por campo de producción en el periodo de análisis.



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



Figura 72. Comparación de índices de precios nacional vs importado en el periodo de análisis y trimestres anteriores.



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

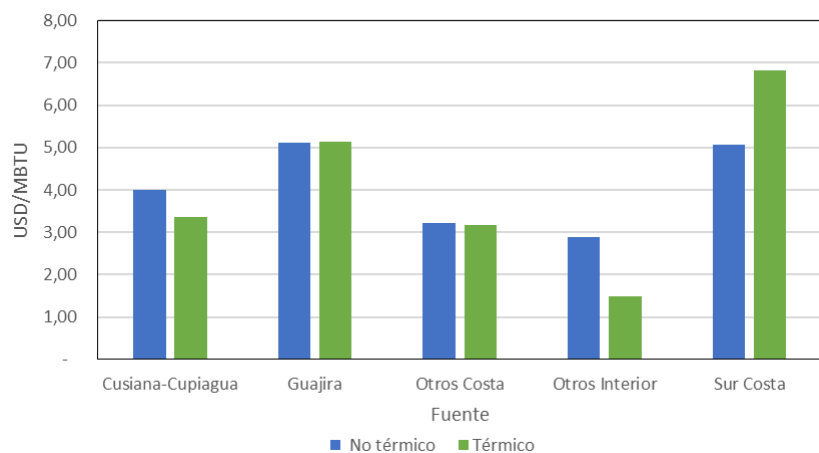
Con respecto a los trimestres inmediatamente anteriores, la evolución refleja una disminución de la competitividad del GNL con respecto a otros campos nacionales, salvo para los campos del sur de la costa (Figura 72).

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

En la Figura 73 se puede observar la comparación de precios promedio ponderado entre el sector térmico y el sector no térmico para los principales campos del país (interior y Costa) durante el trimestre. En el interior del país, los precios promedio del sector térmico están por debajo del sector no térmico.

En el caso de la Costa, Guajira y otros campos no presentan mayores diferencias entre ambos sectores; sin embargo, en el caso de los campos del Sur de la Costa sí se ve una clara diferencia entre los precios.

Figura 73. Comparación de precios entre el sector térmico y no térmico por campo en el periodo de análisis.

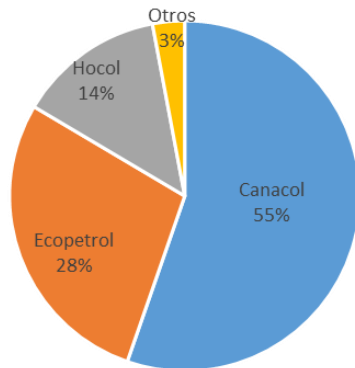


Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.



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

Figura 74. Participación de los productores en la contratación del mercado primario en el periodo de análisis.



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

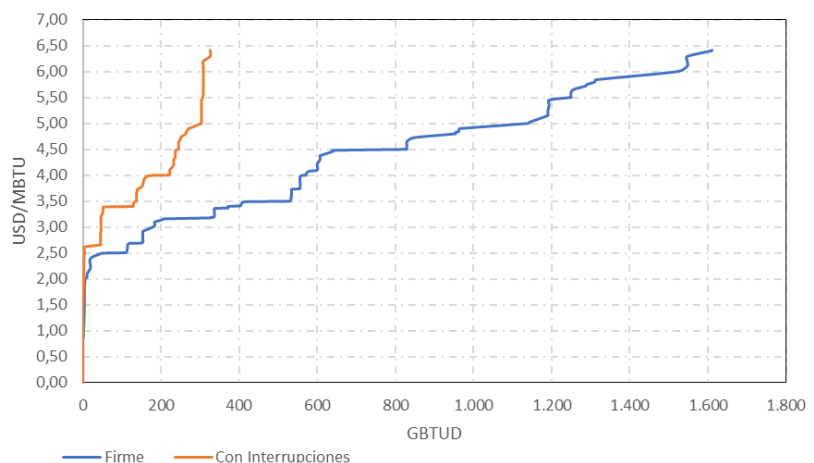
La Figura 74 se muestra la distribución de la participación en la contratación del mercado primario por productor.

Se puede ver que Canacol tiene la participación más alta con 55%, y luego está Ecopetrol con 28%. Le sigue Hocol con 14% y los demás productores con 3%.

### 3.2.3. Curva de oferta agregada de contratos

La curva de oferta agregada de contratos para el mercado primario de gas, durante el periodo de análisis (en este caso contratos vigentes en mayo 2021) se presenta en la Figura 75.

Figura 75. Curva de oferta agregada primario en el periodo



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



Al examinar la curva de contratos en firme se puede observar lo siguiente:

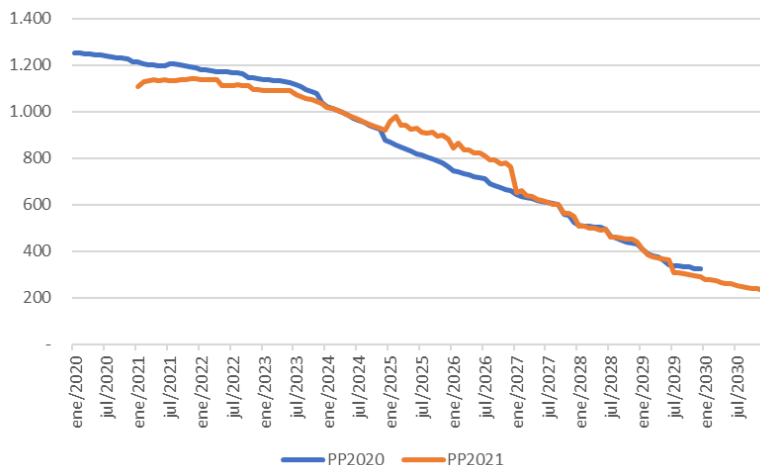
- La oferta de gas nacional contratada a precios bajos (menores que 2 USD/MBTU) corresponde al 9%.
- El 48% de los contratos tienen precios entre 3 y 4 USD/MBTU, lo que es consistente con el precio promedio nacional del gas, que se encuentra alrededor de 4,3 USD/MBTU.
- El 38% de la oferta está contratada a precios entre 5 y 6 USD/MBTU.
- Por último, sólo el 5% de los contratos de suministro tienen precios mayores que 7 USD/MBTU. Lo anterior confirma que, aunque hay precios altos en el mercado, estos corresponden a un porcentaje muy bajo de contratos.

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

- La oferta de contratos de gas interrumpible a precios menores que 2 USD/MBTU corresponde al 13%
- La mayor proporción de los contratos interrumpibles (64%) se encuentra entre precios de 3 y 5 USD/MBTU. El precio promedio se encuentra alrededor de los 4,37 USD/MBTU.
- La contratación interrumpible por encima de 5 USD/MBTU corresponde a 23%.

### 3.2.4 Declaraciones de Producción 2021 y Perspectivas de Largo Plazo

Figura 76. Declaración de Producción 2020 vs 2021.



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

De acuerdo con la Figura 76, la principal señal positiva que se ve en la nueva declaración es que se observa un salto del Potencial de Producción (PP) durante los años 2025 y 2026. Este aumento se debe al incremento en la disponibilidad de campos del sur de la costa.

Sin embargo, eso no esconde el hecho que realmente no hay cambios importantes en la oferta de largo plazo. Y en estos momentos que continúa la discusión sobre la necesidad de la Planta de Regasificación del Pacífico, no es una información que brinde



mayor tranquilidad sobre la disponibilidad de largo plazo.

Mediante la Resolución 00014 del 31 de mayo de 2021, el Ministerio de Minas y Energía publicó la Declaración de Producción para el periodo 2021 – 2030.

Las variaciones frente al Potencial de Producción publicado el año anterior, se observan en la Tabla 27. Como se puede observar, en la mayoría de los 10 años, no hay variaciones importantes, y los aumentos que se dan en los campos de la Costa Atlántica terminan siendo temporales ya que sólo se ven durante los años 2025 y 2026.

Tabla 27. Variación del potencial de producción publicada en 2021 frente al año anterior.

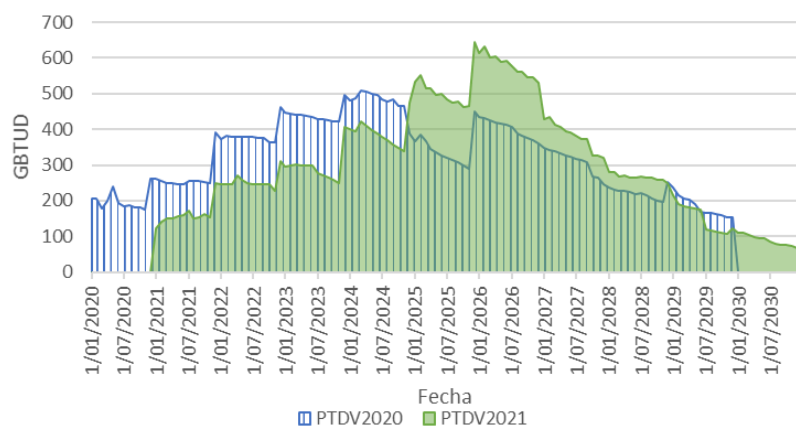
Año	PP 2020	PP 2021	Var (%)
2020	1.239,29		
2021	1.201,13	1.133,51	-6%
2022	1.165,67	1.118,66	-4%
2023	1.109,32	1.073,28	-3%
2024	965,82	970,73	1%
2025	817,80	923,86	13%
2026	705,64	811,94	15%
2027	602,37	609,65	1%
2028	474,43	476,42	0%
2029	353,43	339,45	-4%

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

Figura 77. Declaración de Producción 2020 vs 2021.

Con respecto a la nueva Producción Total Disponible para la Venta (PTDV) (Figura 76), la principal diferencia con respecto a la del 2020 se debe a la contratación realizada durante 2020.

Hay un volumen importante disponible a partir de diciembre de 2021 pero como se verá a continuación, este volumen se encuentra principalmente en la Costa.



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



Las variaciones frente a la PTDV publicada el año anterior, se observan en la Tabla 28.

Tabla 28. Variación de la producción total disponible para la venta publicada en 2021 frente al año anterior.

Año	PTDV 2020	PTDV 2021	Var (%)
2020	199,41		
2021	264,26	159,96	-39%
2022	382,61	253,93	-34%
2023	438,59	292,97	-33%
2024	478,97	390,22	-19%
2025	342,22	510,03	49%
2026	401,89	579,30	44%
2027	310,98	380,56	22%
2028	221,39	265,94	20%
2029	181,70	151,13	-17%

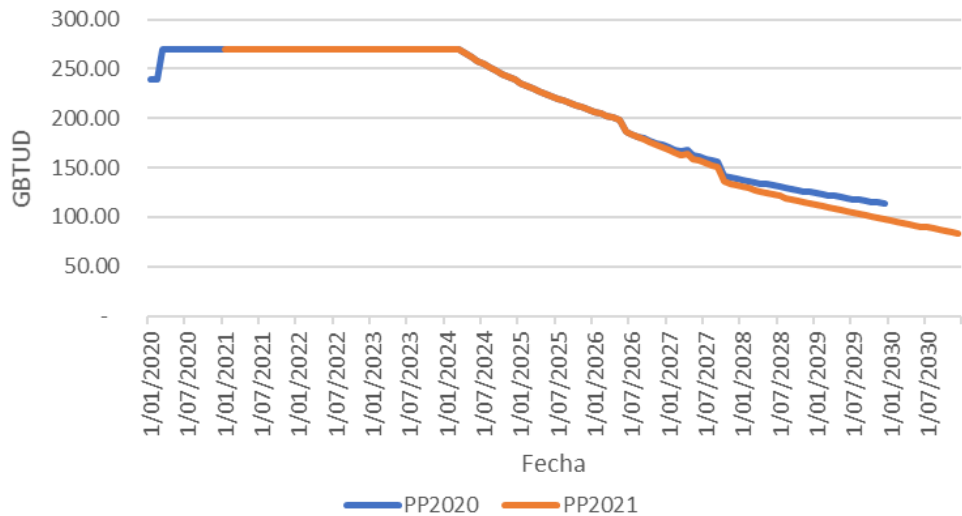
Fuente: elaboración propia a partir de datos del Ministerio de Minas y Energía.

A continuación entraremos a analizar la situación en los principales campos pero no incluiremos los campos aislados teniendo en cuenta el bajo volumen en algunos casos o, como en el caso Floreña, que la mayor parte de su producción ya se encuentra comprometida y por lo tanto no tendría un efecto sobre la atención de la demanda conectada al Sistema Nacional de Transporte.

Figura 78. Declaración de Producción para Cupiagua 2020 vs 2021.

De acuerdo con la Figura 78., se observa que para el campo Cupiagua no se presentan variaciones del potencial de producción frente al año anterior salvo una pequeña disminución al final del período.

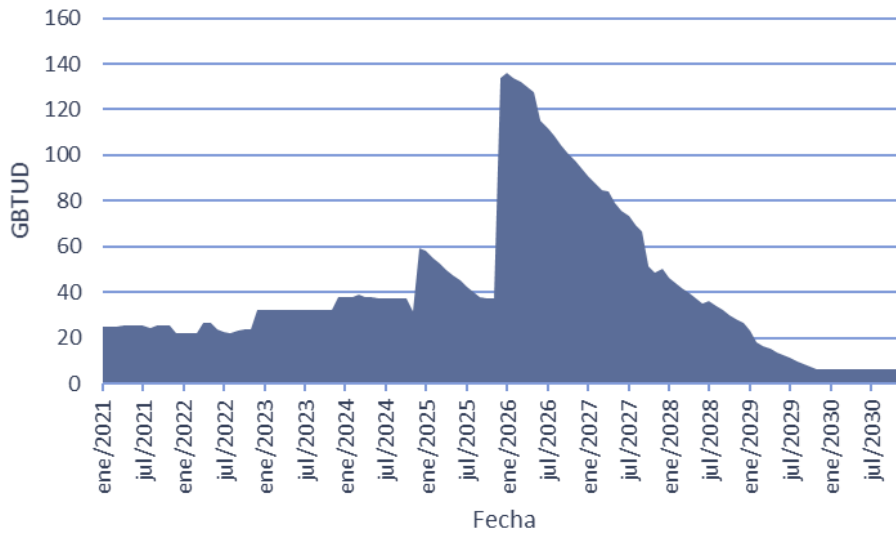
El potencial publicado corresponde a los campos Cupiagua y Cupiagua Sur.



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



Figura 79. Producción Total Disponible para la Venta para Cupiagua.

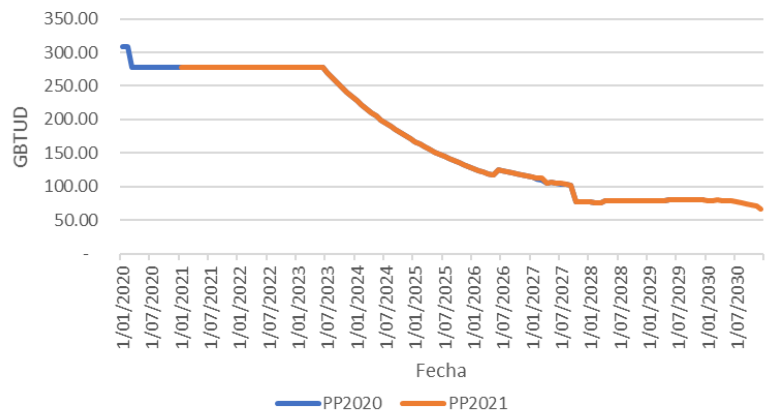


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Ministerio de Minas y Energía.

De acuerdo con la Figura 79, la PTDV para Cupiagua durante los primeros años no supera los 40 GBTUD. A pesar de que se presenta un pico de 135 GBTUD en enero de 2026, debido a que la contratación debe ser uniforme, las cantidades realmente disponibles para el mercado durante el siguiente proceso de comercialización está limitado a cerca de 20 GBTUD a partir de diciembre de 2021 o 30 GBTUD a partir de diciembre de 2022.

Tal y como se aprecia en la Figura 80, el potencial de producción de Cusiana no presenta cambios con respecto a la disponibilidad de gas declarada el año anterior. Aunque no se presentaron cambios, la fecha de finales de 2023 cuando la disponibilidad de gas empieza a caer se ve cada vez más cerca y su impacto en el abastecimiento de la demanda del interior será crítica teniendo en cuenta que actualmente atiende cerca del 40% de la demanda del interior del país.

Figura 80. Declaración de Producción para Cusiana 2020 vs 2021.

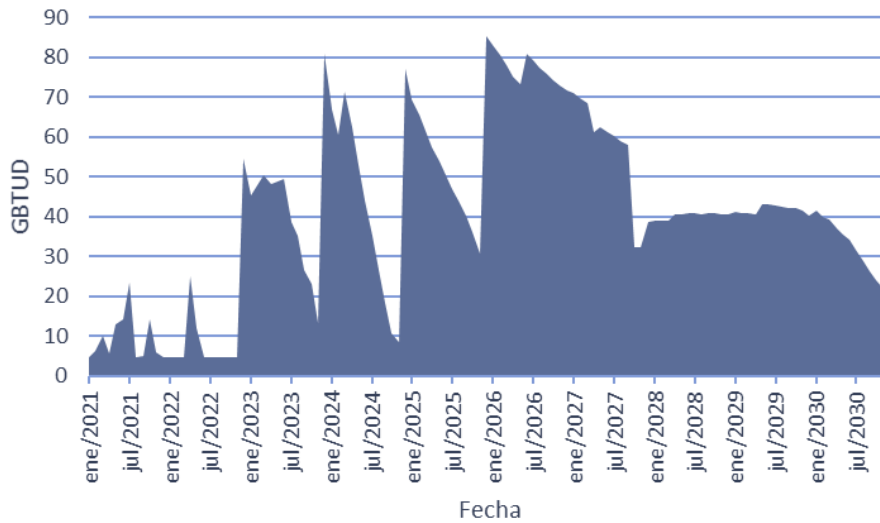


Fuente: elaboración propia a partir de datos del Ministerio de Minas y Energía.





Figura 81. Producción Total Disponible para la Venta para Cusiana.



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

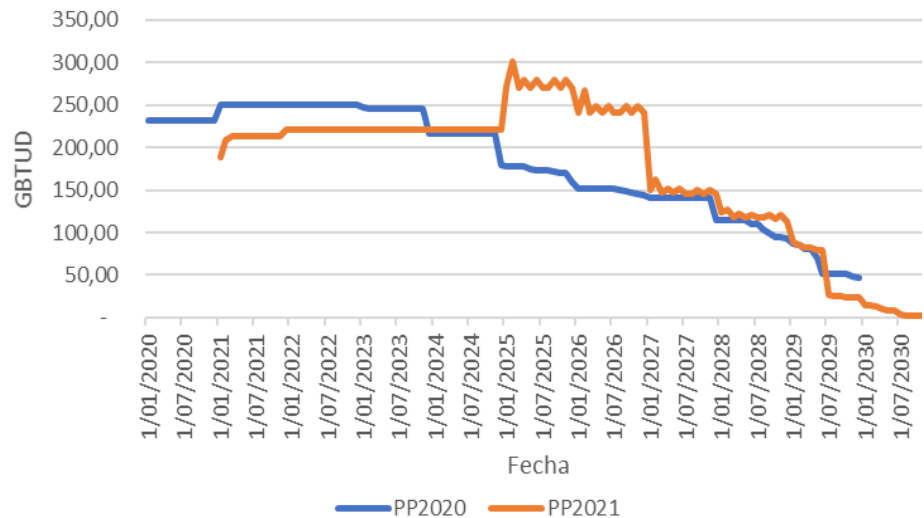
Lastimosamente en el caso de Cusiana, a pesar de que la PTDV alcanza picos de hasta 70 GBTUD, su comportamiento irregular limita mucho los volúmenes reales que se pueden contratar desde la fuente teniendo en cuenta el marco regulatorio, tal como se observa en la Figura 76. Por lo tanto, para los siguientes 3-4 años, Cusiana no es una fuente que contribuirá de forma importante al crecimiento del sector.

Figura 82. Declaración de Producción para los campos del sur de la costa 2020 vs 2021.

Para los campos del sur de la costa, se observa una disminución en los primeros años y un incremento del 62% durante los años 2025 – 2026, como se aprecia en la Figura 76.

Este incremento se presenta en los campos Acordeón (15 GBTUD) y Clarinete (24 GBTUD).

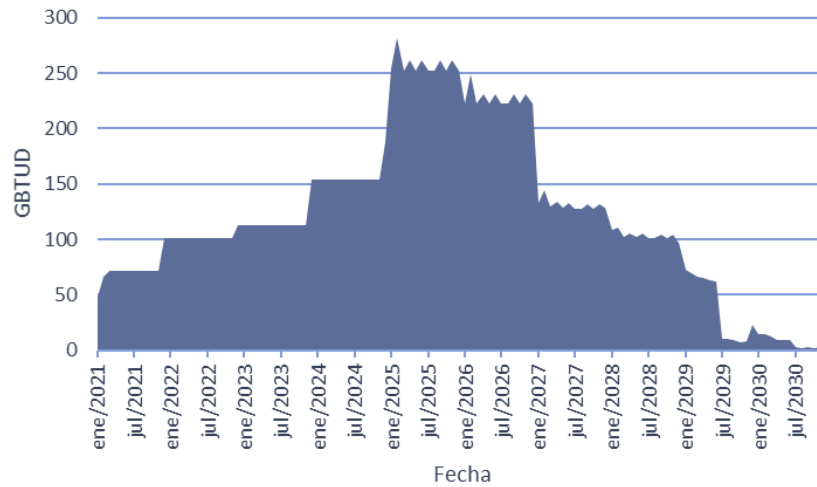
En este grupo se incluyen los campos: Acordeón, Arandala, Arianna, Breva, Cañahuata, Cañandong, Clarinete, Nelson, Níspero, Oboe, Palmer, Pandereta, Toronja.



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



Figura 83. Producción Total Disponible para la Venta para Sur Costa.



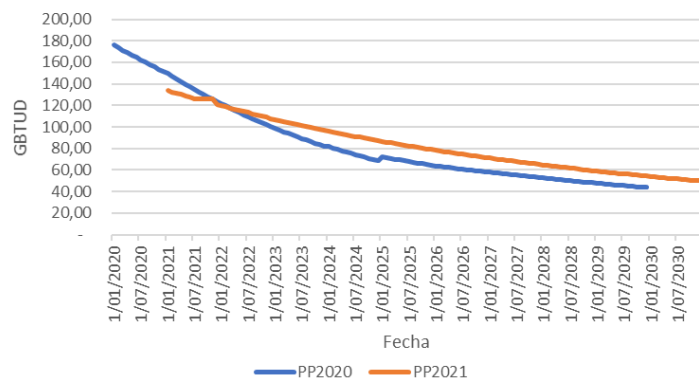
Fuente: elaboración propia a partir de datos del Ministerio de Minas y Energía.

La PTDV para los campos del Sur de la Costa muestra un aumento escalonado hasta el año 2024 cuando alcanza los 150 GBTUD. Al igual que la PP, se presenta un pico en los años 2025 y 2026, donde se alcanzan los 250 GBUD, como se observa en la Figura 83. Sin embargo, la disponibilidad de gas durante los 10 años no es regular y sólo alrededor de 100 GBTUD estarían disponibles hasta el 2029. De todas formas sigue siendo una oferta relevante especialmente con la disminución permanente de Guajira.

En el caso de Guajira, el campo continúa su declinación pero en la declaración de producción de 2021 se alcanza a ver un aplanamiento de la disponibilidad de alrededor de un 19% por encima de lo publicado en 2020, tal como se aprecia en la Figura 76.

En los siguientes años, la disponibilidad se acerca a los 100 GBTUD, volumen cada vez menos representativo en la canasta nacional y que ha llevado a que Guajira se convierta en un campo que soporta la demanda mientras se encuentran nuevas fuentes.

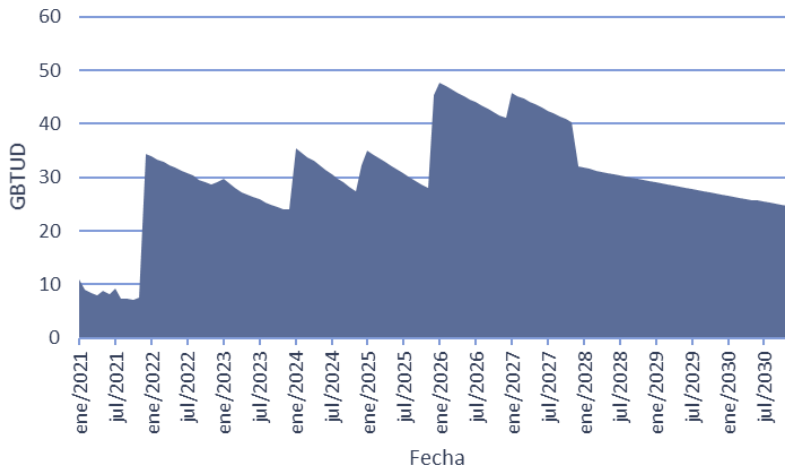
Figura 84. Declaración de Producción para Guajira 2020 vs 2021.



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



Figura 85. Producción Total Disponible para la Venta para Guajira.

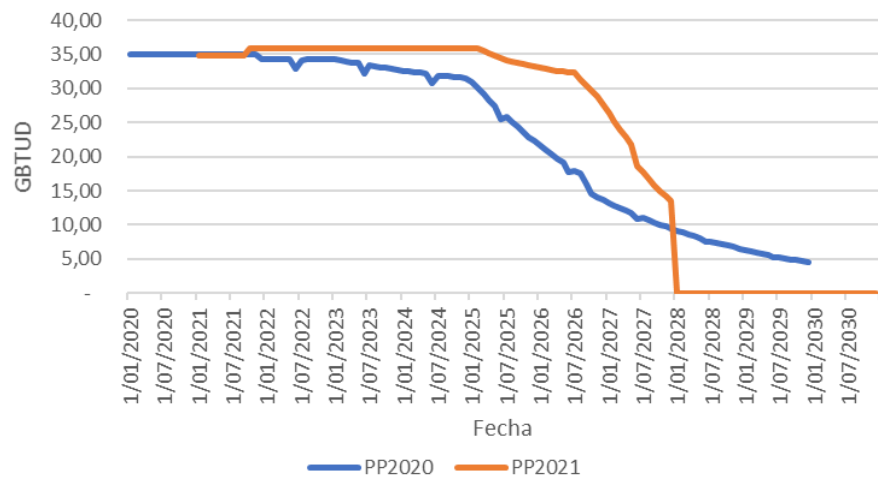


Fuente: elaboración propia a partir de datos del Ministerio de Minas y Energía.

Al analizar la PTDV de Guajira, se observa que los volúmenes disponibles para este siguiente proceso de comercialización se encuentran alrededor de los 25 GBTUD. Como se observa en la Figura 85, estas cantidades estarían disponibles durante todo el período por lo que podrían ser atractivas para la atención de demanda de largo plazo.

En el caso de Bonga y Mamey, hay una señal positiva ya que la curva del potencial de producción declarado en el 2021 muestra una mayor oferta en el largo plazo, lo cual permitiría dar una mayor tranquilidad a la demanda que es atendida desde esta fuente tal como se aprecia en la Figura 86.

Figura 86. Declaración de Producción para Bonga y Mamey 2020 vs 2021.

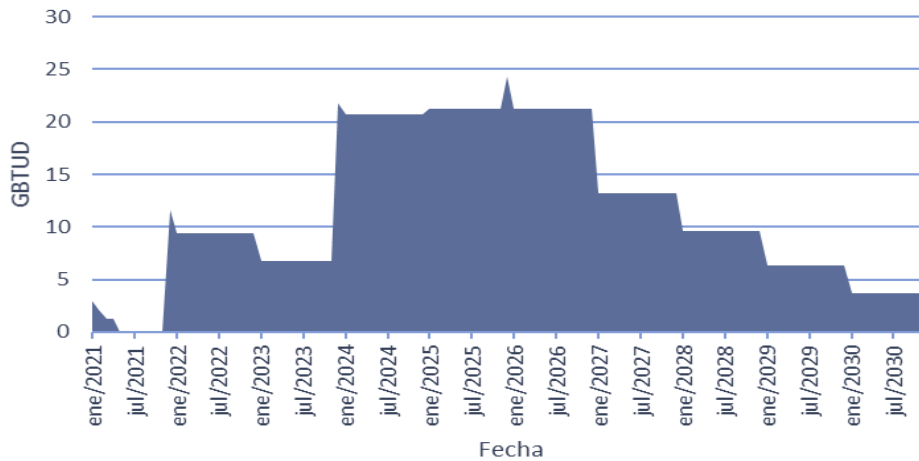


Fuente: elaboración propia a partir de datos del Ministerio de Minas y Energía.





Figura 89. Producción Total Disponible para la Venta para Bullerengue.

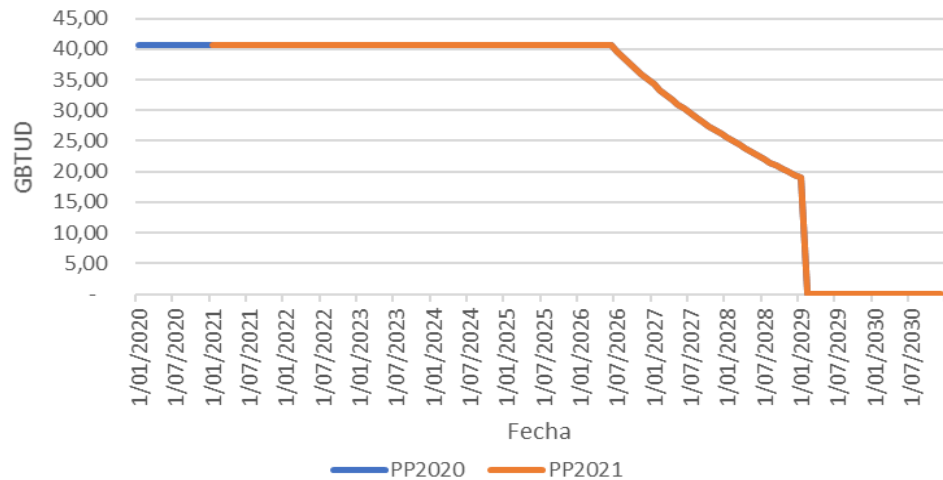


La PTDV para Bullerengue para los siguientes años es bastante irregular y sólo alcanza los 20 GBTUD en el año 2024, como se observa en la Figura 89.

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

Para Gibraltar, el potencial de producción no presenta variación con respecto al publicado en 2020, como se aprecia en la Figura 90.

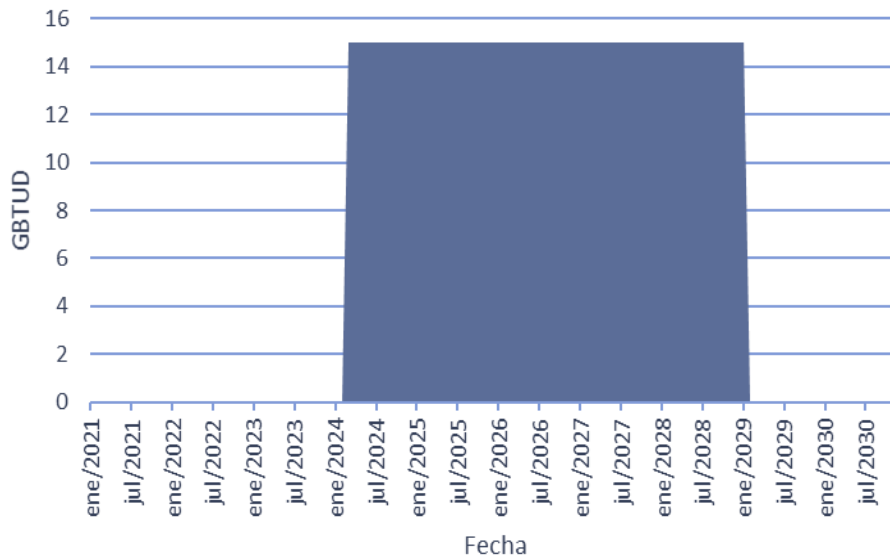
Figura 90. Declaración de Producción para Gibraltar 2020 vs 2021.



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



Figura 91. Producción Total Disponible para la Venta para Gibraltar.

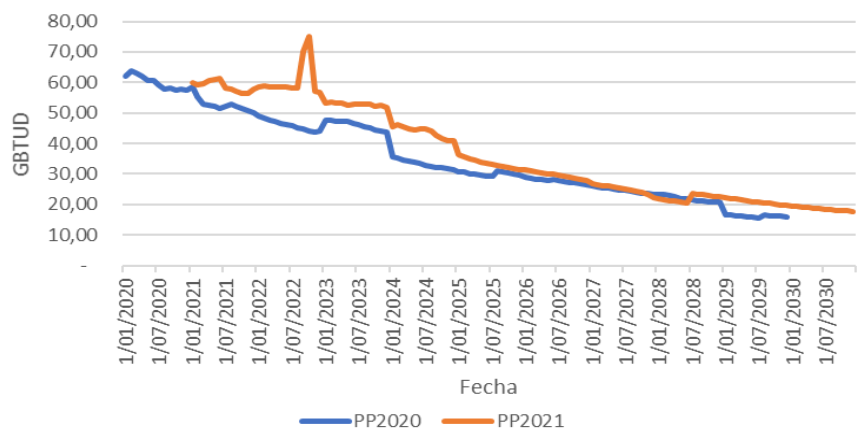


Como se observa en la Figura 91, el campo Gibraltar sólo liberará cantidades para el mercado en el año 2024.

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

En el resto de campos del interior, el potencial de producción aumentó un 16% con respecto al del 2020, como se aprecia en la Figura 92. A pesar de que el volumen agrupado en estos campos podría ser relevante para el mercado, está tan distribuido geográficamente y en un número tan grande de campos que su efecto se diluye y tendría impactos parciales en la atención de la demanda (el pico que se presenta en 2022 corresponde al campo Carmentea que durante los meses de septiembre y octubre incrementa 15 GBTUD).

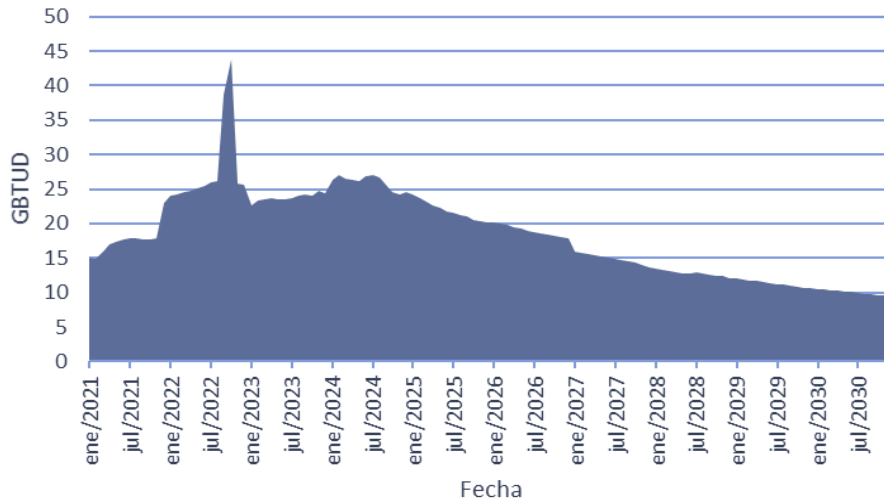
Figura 92. Declaración de Producción para Otros Campos Interior 2020 vs 2021.



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



Figura 93. Producción Total Disponible para la Venta para otros campos del Interior.

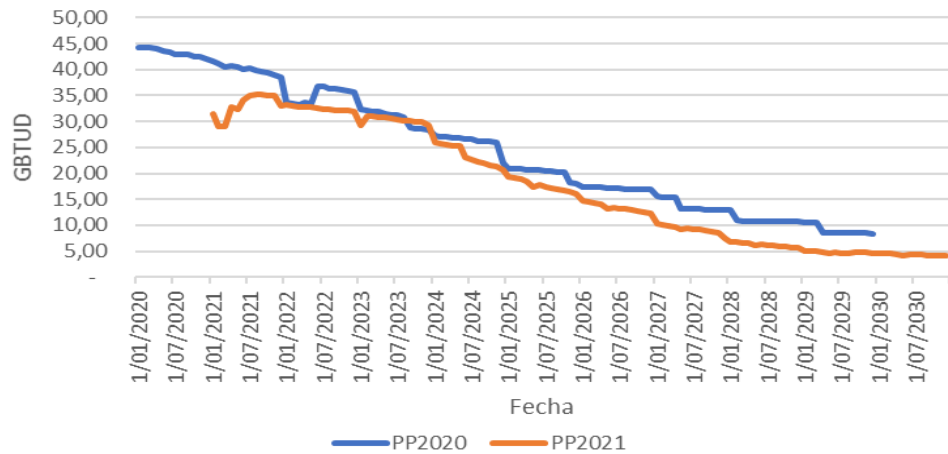


A pesar de que el potencial de producción se encuentra cercano a los 60 GBTUD, la PTDV es mucho menor y está por un tiempo limitado por encima de 25 GBTUD, como se observa en la Figura 93

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

En el caso del resto de campos de la Costa Atlántica, el potencial de producción está 22% por debajo del publicado en 2020, como se aprecia en la Figura 94. Las cantidades de estos campos son pequeñas en comparación con el resto de campos de la zona y por lo tanto tienen más una función de soporte pero no representan mayores avances en temas de disponibilidad futura.

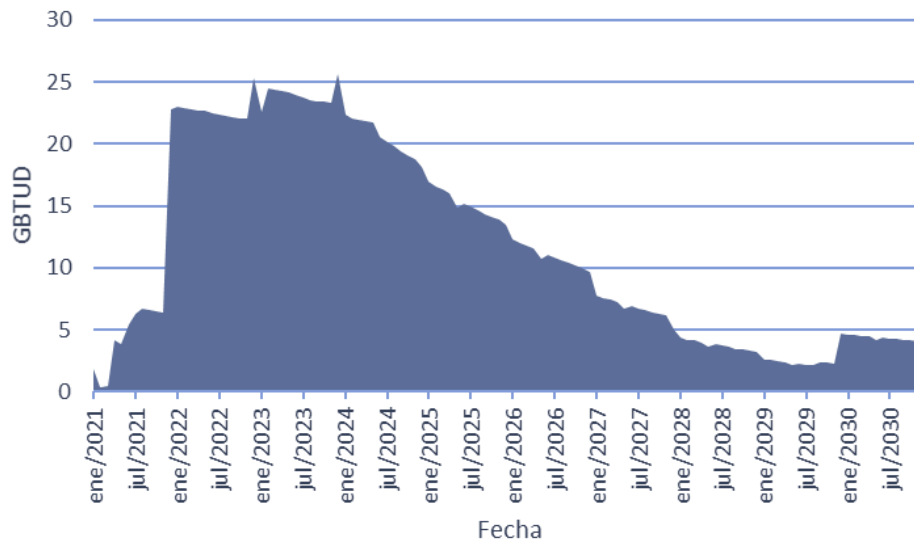
Figura 94. Declaración de Producción para Otros Campos Interior 2020 vs 2021.



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



Figura 95. Producción Total Disponible para la Venta para otros campos de la costa.



De acuerdo con la Figura 95 los otros campos de la costa tienen una producción total disponible menor de 25 GBTUD que tiene una pendiente decreciente que limita mucho las cantidades disponibles durante los siguientes 10 años.

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

Una vez analizada la información de la Declaración de Producción realizada por los productores al Ministerio de Minas para los siguientes 10 años, podemos hacer las siguientes conclusiones:

- El panorama de disponibilidad de gas de largo plazo sigue siendo preocupante ya que el potencial de producción tiene una tendencia claramente negativa y salvo un aumento (temporal) de disponibilidad en la Costa Atlántica, no existe ninguna noticia positiva que permita dar tranquilidad sobre el abastecimiento nacional.
- Teniendo en cuenta la cada vez más cercana declinación de Cusiana y Cupiagua en el mediano plazo (2024), se vuelve urgente acelerar las decisiones de política que permitan tomar medidas que disminuyan los riesgos de desabastecimiento. Aunque lo ideal es que se continúe abasteciendo la demanda con producción nacional, lo cierto es que la ventana de tiempo se está cerrando y desarrollar cualquier campo de producción, especialmente Costa Afuera, puede tomar años.
- Para el proceso de comercialización que se realizará durante el 2021, la disponibilidad de gas para venta difiere por zona:
  - En el interior, el alto nivel de contratación en los campos más grandes implica que las cantidades disponibles no serán altas. Definitivamente no son señales para pensar en crecimiento de la demanda. Sin embargo, las cantidades deberían ser suficiente para atender los contratos que se vencerán en los siguientes dos años.
  - En la Costa Atlántica, el panorama es más optimista ya que los campos del sur tienen una disponibilidad importante que darían tranquilidad en el abastecimiento por los siguientes años. En ese caso la señal de precios será el punto más importante para asegurar la comercialización de este gas.





- Existen varios campos (especialmente Cusiana) en los que debido al perfil que tiene el gas disponible para la venta, se requiere que la regulación defina mecanismos flexibles que permitan maximizar el gas que se pueda comercializar. Es hora de revisar la restricción de cantidades uniformes para los contratos de gas de largo plazo.
- Teniendo en cuenta la importancia que tienen las señales que se dan con esta Declaración de Producción es importante que el Ministerio de Minas y Energía analice la posibilidad que dentro de la información declarada, los Productores incluyan información prospectiva que aunque todavía tiene un alto nivel de incertidumbre, por lo menos permitiría construir escenarios sobre el abastecimiento de mediano y largo plazo.



El futuro  
es de todos

DNP  
Departamento  
Nacional de Planeación



[www.superservicios.gov.co](http://www.superservicios.gov.co)

Carrera 18 No. 84 - 35

Bogotá D.C., Colombia

(57 1) 691- 3005



**Superservicios**  
Superintendencia de Servicios  
Públicos Domiciliarios