

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

JUNIO 2021
AGOSTO 2021



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios



Natasha Avendaño García
Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios

Diego Alejandro Ossa Urrea
Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible

EQUIPO DE TRABAJO

EQUIPO ENERGÍA ELÉCTRICA

Luis Alejandro Galvis Peñuela
Oscar Alejandro Páramo Rojas
Miguel Andrés Velásquez Motta
Jorge Eduardo Zuluaga Orozco

EQUIPO GAS NATURAL

Laura Eva Barragán Torres
Jorge Enrique Fonseca Aguirre
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

Baisser Antonio Jiménez Rivera

FECHA DE PUBLICACIÓN: octubre 2021



Contenido

1.	Resumen ejecutivo.....	9
2.	Mercado de Gas.....	11
2.1.	Análisis de Precios e indicadores del mercado.....	11
2.1.1.	Precios.....	11
2.1.1.1.	Mercado Primario: Firme – Por Fuente de Producción:.....	11
2.1.1.2.	Mercado Primario: Firme – Por Sector de consumo:.....	12
2.1.1.3.	Mercado primario – Interrumpible por Fuente de Producción:.....	13
2.1.1.4.	Mercado primario: Interrumpible – Por Sector de consumo:.....	14
2.1.1.5.	Mercado secundario – Contratos Firmes.....	15
2.1.1.6.	Mercado secundario – Contratos Interrumpibles.....	15
2.1.1.7.	Comparación Mercado Primario y Secundario.....	16
2.1.2.	Procesos de comercialización y señales de precios de largo plazo.....	16
2.1.3.	Índices de precios nacional vs importado.....	17
2.1.4.	Comparación de precios nacional para sectores térmico y no térmico.....	19
2.1.5.	Participación en la contratación del mercado primario por productor.....	19
2.1.6.	Curva de oferta agregada de contratos.....	20
2.2.	Seguimiento a variables de mercado (oferta, demanda, disponibilidad y uso de infraestructura) 21	
2.2.1.	Producción.....	21
2.2.2.	Importaciones.....	22
2.2.3.	Disponibilidad y uso de la infraestructura de gas natural.....	23
2.2.4.	Demanda.....	28
3.	Mercado de Energía Eléctrica.....	36
3.1.	Análisis de indicadores, precios, contratación y costos de restricciones.....	36
3.1.1.	Indicadores de concentración (HHI).....	36
3.1.1.1.	Disponibilidad Real.....	36
3.1.1.2.	Generación Real.....	37
3.1.1.3.	HHI Fijaciones.....	37
3.1.2.	Índice de Oferta Residual.....	38
3.1.3.	Fijaciones Precios de Bolsa.....	38
3.1.4.	Análisis de Precio de Bolsa y Precios Ofertados por Agente.....	40



3.1.4.1.	Precio de Bolsa Vs Volumen Útil.....	40
3.1.4.2.	Precios Representativos del Mercado	41
3.1.4.3.	ISAGEN.....	42
3.1.4.4.	EMGESA	43
3.1.4.5.	EPM	44
3.1.4.6.	CELSIA	45
3.1.4.7.	CHIVOR	46
3.1.4.8.	URRA.....	47
3.1.5.	Indicadores para Agentes Generadores e Información de Contratación.....	48
3.1.5.1.	Porcentaje de cubrimiento para agentes generadores	48
3.1.5.2.	Generación para ventas para agentes generadores.....	48
3.1.5.3.	Ventas en contratos vs Obligaciones de energía en firme	49
3.1.5.4.	Análisis de Contratos por Agente.....	49
3.1.6.	Indicadores e información de contratación para Agentes Comercializadores	57
3.1.6.1.	Porcentaje de cubrimiento para agentes Comercializadores	57
3.1.6.2.	Contratos con destino al mercado regulado	57
3.1.6.3.	Contratos con destino al mercado no regulado	59
3.1.6.4.	Análisis Temporal de contratación.....	60
3.1.6.5.	Convocatorias Presentadas en el SICEP.....	62
3.1.7.	Análisis Restricciones y Generación Fuera de Merito.....	63
3.1.8.	Seguimiento Indicadores de disponibilidad y obligaciones de energía firme	66
3.2.	Análisis de Variables del Mercado de Energía Eléctrica.....	67
3.2.1.	Mercado de Energía Eléctrica	67
3.2.1.1.	Oferta – Nivel Embalse.....	68
3.2.1.2.	Oferta – Generación de Energía por Recurso	70
3.2.1.3.	Demanda	72
3.2.1.4.	Eventos de indisponibilidad en la infraestructura de energía eléctrica	73
☒	Indisponibilidad de plantas de generación	74
☒	Indisponibilidad de infraestructura de transmisión.....	79
4.	Evolución de la Capacidad de Generación y la Concentración de Mercado en el SIN	81
4.1.	Expansión capacidad.....	81
4.2.	Concentración del mercado	82
4.3.	Observación Final.....	83



Lista de Tablas

Tabla 1. Variación del precio promedio ponderado de contratos en firme del mercado primario por fuente frente al trimestre anterior.	12
Tabla 2. Variación del precio promedio ponderado de contratos en firme del mercado primario por sector de consumo frente al trimestre anterior.	13
Tabla 3. Variación del precio promedio ponderado de contratos en interrumpible del mercado primario por fuente frente al trimestre anterior.	13
Tabla 4. Variación del precio promedio ponderado de contratos en interrumpible del mercado primario por sector frente al trimestre anterior.	14
Tabla 5 Variación de la producción total de gas con respecto al trimestre anterior (GBTUD).	21
Tabla 6. Energía mensual inyectada al SNT por la planta de regasificación en el periodo de análisis. .	23
Tabla 7. Variación de la demanda promedio en el periodo de análisis frente al trimestre anterior.	29
Tabla 8. Variación de la demanda promedio para agosto 2021 frente al mismo mes en el año anterior (GBTUD).	29
Tabla 9. Consumo de gas para generación en la costa en el periodo de análisis.	34
Tabla 10. Consumo de gas nacional para generación en el interior en el periodo de análisis.	35
Tabla 11. Porcentaje en cantidad de fijaciones por agente	39
Tabla 12. Promedio de precios marginales fijados, por agente	39
Tabla 13. Siglas de Agentes	50
Tabla 14. Variables asociadas a la contratación por agentes generadores vigentes al último día del periodo de análisis, GWh.	51
Tabla 15. Otras variables asociadas a la contratación por agentes vendedores vigentes al último día del periodo de análisis, en MWh.	52
Tabla 16. Precios de los contratos para agentes vendedores vigentes al último día del periodo de análisis, en \$/kWh.	53
Tabla 17. Cantidad de contratos por agentes vendedores vigentes al último día del periodo de análisis. .	55
Tabla 18. Cantidad de contratos con destino al mercado regulado en el periodo de análisis.	58
Tabla 19. Algunas estadísticas de contratos con destino al mercado regulado en el periodo de análisis. .	58
Tabla 20. Cantidad de contratos con destino al mercado no regulado en el periodo de análisis.	59
Tabla 21. Algunas estadísticas de contratos con destino al mercado no regulado en el periodo de análisis.	60
Tabla 22. Estadísticas de contratos de acuerdo con su año de inicio.	60
Tabla 23: convocatorias adjudicadas SICEP	62
Tabla 24: ICOEF e ICOEFAS por planta	66
Tabla 25. Duración media y frecuencia de indisponibilidades debidas a mantenimientos programados en el periodo de análisis.	75
Tabla 26. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas hidroeléctricas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis.	77
Tabla 27. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas térmicas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis.	78



Lista de Figuras

Figura 1 Precio promedio ponderado de contratos en firme del mercado primario por fuente en el periodo de análisis.....	11
Figura 2 Precio promedio ponderado de contratos por sector de consumo en el mercado primario en el periodo de análisis.	12
Figura 3 Precio promedio ponderado de contratos en interrumpible del mercado primario por fuente en el periodo de análisis	13
Figura 4 Variación del precio promedio ponderado de contratos en interrumpible del mercado primario por sector de consumo frente al trimestre anterior.....	14
Figura 5. Precio promedio ponderado de contratos en firme en el secundario por tipo de demanda en el periodo de análisis.	15
Figura 6. Precio promedio ponderado de contratos en interrumpible en el secundario por tipo de demanda en el periodo de análisis	15
Figura 7. Precio promedio ponderado de contratos en firme por mercado en el periodo de análisis	16
Figura 8. Precios promedio contratos de largo plazo procesos de comercialización anuales (inician el 1 de diciembre del respectivo año)	17
Figura 9 Índices de precios nacional vs importado por campo de producción en el periodo de análisis.	18
Figura 10 Comparación de índices de precios nacional vs importado en el periodo de análisis y trimestres anteriores.....	18
Figura 11 Comparación de precios entre el sector térmico y no térmico por campo en el periodo de análisis.	19
Figura 12 Participación de los productores en la contratación del mercado primario en el periodo de análisis.	19
Figura 13 Curva de oferta agregada de contratos para el mercado primario en el periodo de análisis.	20
Figura 14 Producción total de gas por campo durante el último año	21
Figura 15 Participación en la producción de gas por campo en el periodo de análisis.....	22
Figura 16 Gas inyectado diario e inventario total de la planta de regasificación en el periodo de análisis.	22
Figura 17 Producción total de gas por región y eventos de indisponibilidad en el periodo de análisis.	23
Figura 18 Distribución de mantenimientos por campo de producción.....	24
Figura 19 Distribución de mantenimientos por porcentaje de restricción	24
Figura 20 Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cogua.....	25
Figura 21 Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Ballena – Medellín	25
Figura 22 Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Medellín.	26
Figura 23 Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cali.....	26
Figura 24 Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Ballena – Cartagena.....	27
Figura 25 Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Jobo – Cartagena.	27
Figura 26 Demanda diaria de gas por sector de consumo en el periodo de análisis.....	28
Figura 27. Distribución de la demanda por sector de consumo en el periodo de análisis.	28
Figura 28 Demanda diaria de gas sector regulado por grupo de consumo en el periodo de análisis.	30
Figura 29 Demanda diaria de gas sector GNVC en el periodo de análisis.	30
Figura 30. Demanda diaria de gas sector industrial en el periodo de análisis.....	31
Figura 31 Demanda diaria de gas sector refinación en el periodo de análisis.....	31



Figura 32 Demanda diaria de gas para Ecopetrol en el periodo de análisis	32
Figura 33 Demanda diaria de gas sector Petroquímica en el periodo de análisis.....	32
Figura 34 Demanda diaria de gas Otros Sectores en el periodo de análisis.....	33
Figura 35 Demanda diaria de gas sector térmico en el periodo de análisis.	33
Figura 36 Consumo de gas para generación en la costa en el periodo de análisis.....	34
Figura 37 Consumo de gas nacional para generación en el interior en el periodo de análisis.....	35
Figura 38 HHI Disponibilidad Real.....	36
Figura 39. HHI Generación Real.....	37
Figura 40 HHI Fijaciones.....	37
Figura 41 índice Oferta Residual Agentes.....	38
Figura 42. Fijación Precios de Bolsa por planta.....	38
Figura 43. Relación Precio de bolsa máximo sobre precio de bolsa promedio diario.....	39
Figura 44. Precio Bolsa y Volumen útil.....	40
Figura 45 Precios Representativos del Mercado.....	41
Figura 46 Comparación de Indicadores ISAGEN.....	42
Figura 47 Comparación de Indicadores EMGESA.....	43
Figura 48. Comparación Indicadores EPM.....	44
Figura 49. Comparación de Indicadores Celsia.....	45
Figura 50. Comparación de Indicadores Chivor.....	46
Figura 51. comparación Indicadores URRRA.....	47
Figura 52 % Cubrimiento Generadores.....	48
Figura 53 % Generación para Ventas Agentes Generadores.....	48
Figura 54. Ventas en Contratos/OEFs.....	49
Figura 55 Energía contratada para los agentes vendedores con mayor participación en el mercado vigente al último día del periodo de análisis.....	52
Figura 56. Precios de los contratos para agentes vendedores con mayor participación en el mercado vigentes al último día del periodo de análisis.....	54
Figura 57 Cantidad de contratos de los agentes vendedores con mayor participación en el mercado vigente al último día del periodo de análisis.....	56
Figura 58 % de Cubrimiento para Comercializadores.....	57
Figura 59 Contratos con destino al mercado regulado por tipo de contrato en el periodo de análisis.....	57
Figura 60. Contratos con destino al mercado no regulado por tipo de contrato en el periodo de análisis.	59
Figura 61. Convocatorias SICEP.....	62
Figura 62 Costo de Restricciones Vs Precio de Bolsa.....	63
Figura 63 Reconciliación Positiva vs Costo de Restricciones Vs Precio de Bolsa.....	64
Figura 64 Comportamiento de la Generación Fuera de Merito por Área.....	65
Figura 65 Generación Fuera de Merito Caribe.....	65
Figura 66. ICOEF e ICEFAS.....	66
Figura 67. Volumen útil diario del embalse agregado en porcentaje en el periodo de Análisis.	68
Figura 68. . Volumen útil diario del embalse agregado en energía en el periodo de análisis.....	68
Figura 69 Aportes de energía por región en el periodo de análisis.	69
Figura 70 Aportes de energía y porcentaje de la media histórica en el periodo de análisis.	69
Figura 71. Participación generación.....	70
Figura 72. Generación térmica por combustible.....	70
Figura 73 Generación Térmica por Combustible.....	71
Figura 74. generación acumulada por tipo de recurso.....	71



Figura 75. Evolución de la demanda y escenarios de proyección UPME.....	72
Figura 76 Demanda mensual y demanda no atendida	72
Figura 77. Demanda por región.....	73
Figura 78. Duración media y frecuencia de indisponibilidades debidas a mantenimientos programados de plantas de generación en el periodo de análisis.	74
Figura 79. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas hidroeléctricas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis.....	76
Figura 80. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas térmicas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis.	78
Figura 81. Media y desviación estándar de horas de indisponibilidad en activos de transmisión	79
Figura 82. Media y desviación estándar de horas compensadas por indisponibilidad en activos de transmisión.	79
Figura 83. Activos de transmisión con más horas de indisponibilidad en el periodo de análisis.....	80
Figura 84. . Densidad de probabilidad y probabilidad acumulada de las horas de indisponibilidad por activo de transmisión en el periodo de análisis.	80
Figura 85. Evolución Capacidad Instalada.....	81
Figura 86. Participación Agente en Capacidad Instalada	82
Figura 87Evolución mensual indica HHI, según capacidad efectiva neta.....	83



1. Resumen ejecutivo

Este boletín está dividido en tres partes generales, una primera parte corresponde al análisis del mercado de gas, una segunda que corresponde al mercado de energía eléctrica y una tercera que hace un análisis de cómo ha influido la expansión en la generación en la concentración del mercado, para el caso de los análisis de gas y energía eléctrica corresponde al periodo comprendido entre el 1° de junio y el 31 de agosto de 2021.

Respecto al capítulo de gas, se realiza un análisis de precios para los diferentes tipos de mercados (interrumpible, firme, primario y secundario), así como comparativas de precio considerando la fuente y el uso; posteriormente se realiza un análisis de oferta, demanda, disponibilidad y utilización de infraestructura de producción y transporte.

En el mercado de gas, se sigue observado que los precios más altos corresponden a los campos de sur costa y Guajira; así mismo respecto del uso, los precios más altos se mantienen para el sector térmico, sin embargo, en relación al trimestre anterior disminuyeron; es de resaltar que para el mercado primario interrumpible los precios del sector térmico están por encima de los de 7 USD/GBTU.

Se observó que la cantidad contratada en el mercado primario ha permanecido alrededor de los 1.200 GBTUD, mientras que las cantidades transadas en el mercado secundario incrementaron de manera importante, triplicando las cantidades medias del trimestre anterior; es importante resaltar que para este trimestre los precios de los contratos en firme de los mercados primario y secundario se acercaron; sin embargo para el mercado secundario interrumpible el sector térmico sigue teniendo el gas más costoso.

En relación al proceso de comercialización, el mismo refleja señales de aumento en precios; en los últimos dos procesos de comercialización, los precios a los que se ha ofrecido el gas han estado en promedio alrededor de los 5 USD/MBTU, nivel de precios muy por encima de los que se veían hace algunos años.

Frente a la producción, el promedio fue de 1.007 GBTUD; durante este periodo la producción se vio afectada principalmente por tres eventos:

- Evento no programado en el gasoducto Gibraltar – Bucaramanga a partir del 3 de agosto, que interrumpió la inyección desde Gibraltar.
- Mantenimiento programado en Cupiagua llevado a cabo del 28 de agosto al 3 de septiembre.
- Evento no programado en el gasoducto Cusiana – El Porvenir – La Belleza, el 29 de agosto.

Por otra parte, respecto al capítulo de energía eléctrica; se realizó un análisis de indicadores de concentración de mercado, fijaciones, indicadores para generadores y comercializadores incluyendo para este último, análisis de contrataciones y precios; así mismo se realizó un análisis de restricciones y finalmente un análisis de variables de oferta y demanda, así como disponibilidad de elementos de red.

En cuanto a los indicadores de concentración del mercado, se observó que se mueven entre un nivel medio y alto, siendo para el indicador de concentración de fijaciones el que en todo el periodo se mantuvo en nivel alto, esto debido a que se observó que a demanda se pudo atender con recursos que corresponden a pocos agentes (alrededor de 6 agentes), lo anterior debido a las condiciones hídricas favorables y las grandes plantas hidro que absorbieron la demanda; por otro lado, en relación a los precios de bolsa observados en promedio durante el periodo, estos fueron de 84,22 pesos/kWh.



Al mencionar los tipos de contratos, se sigue utilizando en mayor medida contratos tipo pague lo contratado para los mercados regulados y no regulados; sin embargo, siguen siendo más costosos los contratos de la demanda regulada en 16,98 \$/kWh en relación a los precios de la demanda no regulada.

En cuanto a restricciones, se observó que debido a los precios bajos de bolsa estas aumentaron, así mismo se observaron mantenimientos o indisponibilidades de activos que generaron picos de aumento en el costo de restricciones particularmente en el área caribe, seguido por el área oriental y nordeste.

Finalmente, durante el trimestre se presentaron altos aportes hídricos lo cual hizo que la demanda fuera atendida en su mayoría por el recurso hídrico (superior al 80%) seguido por el sector térmico dentro del cual resalta la generación térmica a gas.

En esta ocasión en el último capítulo se presenta un análisis general de cómo ha influido la concentración del mercado con el aumento de la capacidad instalada.



2. Mercado de Gas

En esta sección se revisan las principales cifras del mercado mayorista de gas natural para el período comprendido entre junio y agosto de 2021, con información tomada del Gestor del Mercado de Gas Natural y de agentes del sector; inicialmente se presentan los indicadores y precios del mercado y posteriormente, un análisis de las variables analizadas.

2.1. Análisis de Precios e indicadores del mercado.

En este punto del boletín, desarrolla análisis precios e indicadores creados para realizar comparativa; así mismo realiza un análisis comparativo de precios y niveles transados entre el mercado primario y secundario.

2.1.1. Precios

En este espacio de análisis se realizan comparaciones de precios, por fuente, tipo de contrato (firme/interrumpible) y tipo de consumo para el mercado primario y secundario; con el fin de determinar diferencias en precios asociados a las variables mencionadas; adicionalmente se hace una comparación con el trimestre anterior con el fin de evaluar y analizar las variaciones.

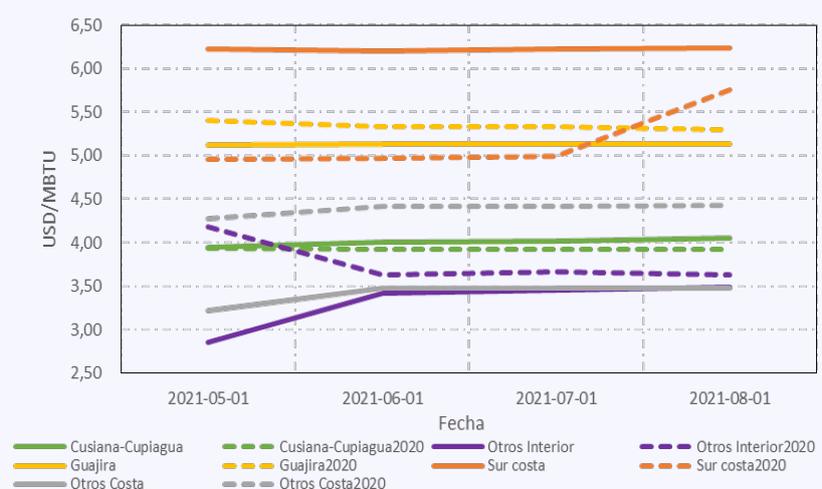
2.1.1.1. Mercado Primario: Firme – Por Fuente de Producción:

Como se aprecia en Figura 1 para los campos más relevantes, los precios permanecieron estables durante el periodo de análisis.

Los cambios más representativos se dieron en la agrupación de otros campos tanto en la Costa como en el Interior, pasando de un valor cercano a 3 USD/MBTU a valores aproximados a 3.5 USD/MBTU.

Con respecto al mismo trimestre

Figura 1 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

del año anterior, es de resaltar el aumento en los precios de los campos que se agrupan Sur de la Costa (campos del productor Canacol); este aumento contrasta con la reducción en los precios de los otros campos de la Costa Atlántica.



En la Tabla 1 se puede ver la variación del precio promedio con respecto al trimestre anterior.

Tabla 1. Variación del precio promedio ponderado de contratos en firme del mercado primario por fuente frente al trimestre anterior.

Fuente	mar-may/21	jun-ago/21	Var (%)
Cusiana-Cupiagua	3,95	4,03	2%
Sur costa ¹	6,19	6,22	0%
Otros Costa ²	3,22	3,47	8%
Guajira	5,12	5,13	0%
Otros Interior ³	2,85	3,46	21%

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

2.1.1.2. Mercado Primario: Firme – Por Sector de consumo:

Figura 2 Precio promedio ponderado de contratos por sector de consumo en el mercado primario en el periodo de análisis.



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

Como se puede observar en la Figura 2, el precio promedio ponderado de los contratos en firme para los sectores industrial y GNVC se mantuvo alrededor de los 3,5 USD/MBTU. Por otro lado, y como es de costumbre, el precio de la generación térmica fue el más alto de todos los segmentos con un valor por encima de los 5 USD/MBTU; sin embargo, también se observa una caída con respecto al trimestre anterior cuando el precio estaba por encima de los 5.5 USD/MBTU.

El sector regulado también presentó un incremento con el respecto al trimestre anterior, y para el trimestre se encontró muy cerca de los 5 USD/GBTU.

Comparando con el mismo trimestre del año anterior se puede resaltar el incremento en los precios del sector térmico, con una diferencia por encima de 1 USD/MBTU; también es visible el aumento que se ha presentado en el segmento Otros que agrupa consumos como el petroquímico y el destinado a refinación.

¹ Sur de la Costa: Bloque Esperanza (Prueba Extensa), Bloque Vim 5, Pandereta

² Otros Costa: Arjona, Arrecife, Bullerengue, El Difícil, La Creciente, Merecumbé.

³ Otros Interior: Aguas Blancas, Campos de Santander, Cantagallo, Capachos, Caramelo, Carmentea, Cerrito, Corrales, Dina Terciario, Guaduas, Kananaskis, La Cañada Norte, La Cira Infantas, Lisama, Llanito, Mana, Palagua, Payoa, Provincia, Puli, San Roque, Tisquirama, Toqui Toqui.



Comparado con el trimestre anterior, la principal variación de precios se presentó en el sector térmico, como lo ilustra la Tabla 2.

Tabla 2. Variación del precio promedio ponderado de contratos en firme del mercado primario por sector de consumo frente al trimestre anterior.

Sector	mar-may/21	jun-ago/21	Var (%)
Generación Térmica	5,71	5,31	-7%
GNVC	3,57	3,57	0%
Industrial	3,37	3,44	2%
Otros	4,73	4,92	4%
Regulado	4,65	4,93	6%

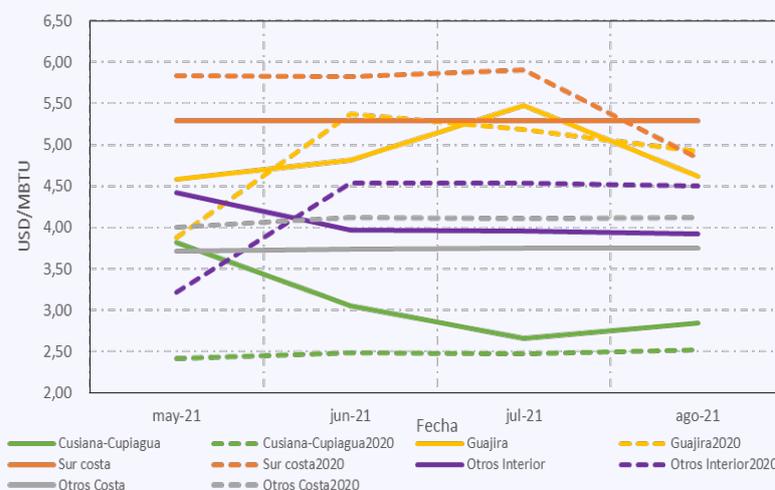
Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas.

2.1.1.3. Mercado primario – Interrumpible por Fuente de Producción:

Como lo ilustra Figura 3 los precios promedio de los contratos interrumpibles del Sur de la costa permanecieron alrededor de los 5,5 USD/MBTU, mientras que los precios en Cusiana – Cupiagua estuvieron por debajo de los 3 USD/MBTU.

Frente al mismo trimestre del año anterior se puede resaltar la caída en los precios del Sur de la Costa que se explicaría por la menor generación térmica que se ha presentado durante el 2021.

Figura 3 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 la agrupación de Otros campos del interior, tal y como se detalla en la Tabla 3.

Tabla 3. Variación del precio promedio ponderado de contratos en interrumpible del mercado primario por fuente frente al trimestre anterior.

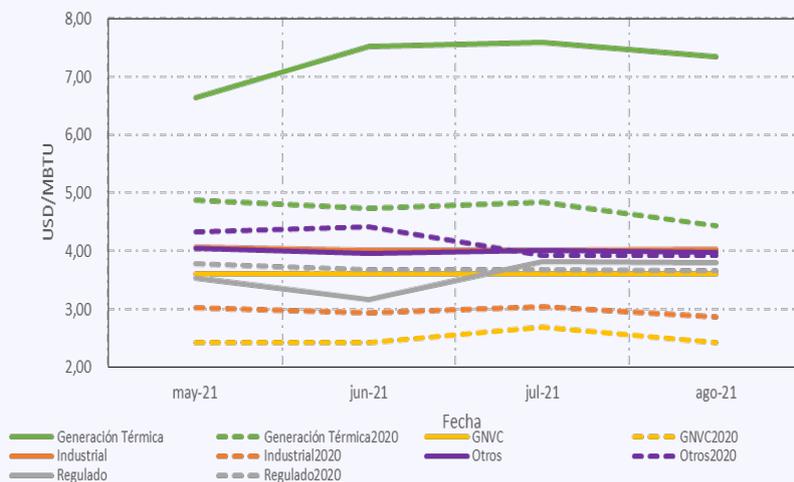
Fuente	dic/20-feb/21	mar-may/21	Var (%)
Cusiana-Cupiagua	3,83	2,85	-26%
Sur costa	4,97	5,29	6%
Otros Costa	3,73	3,75	0%
Guajira	5,25	4,97	-5%
Otros Interior	4,49	3,95	-12%

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



2.1.1.4. Mercado primario: Interrumpible – Por Sector de consumo:

Figura 4 Variación del precio promedio ponderado de contratos en interrumpible del mercado primario por sector de consumo frente al trimestre anterior.



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

A pesar de lo que se mencionó anteriormente con respecto a la menor demanda térmica comparada con la del año anterior, los precios para este segmento siguen siendo los más altos del mercado, ubicándose por encima de los 7 USD/MBTU durante el trimestre (ver Figura 4). Cuando se compara con los precios del mismo trimestre del año anterior, el aumento es bastante significativo.

Al comparar con el trimestre anterior, se observa un incremento en todos los sectores, a excepción del sector térmico, tal como se observa en la Tabla 4.

Tabla 4. Variación del precio promedio ponderado de contratos en interrumpible del mercado primario por sector frente al trimestre anterior.

Sector	mar-may/21	jun-ago/21	Var (%)
Generación Térmica	6,69	7,48	12%
GNVC	3,83	3,60	-6%
Industrial	4,11	4,02	-2%
Otros	3,99	3,98	0%
Regulado	3,43	3,60	5%

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

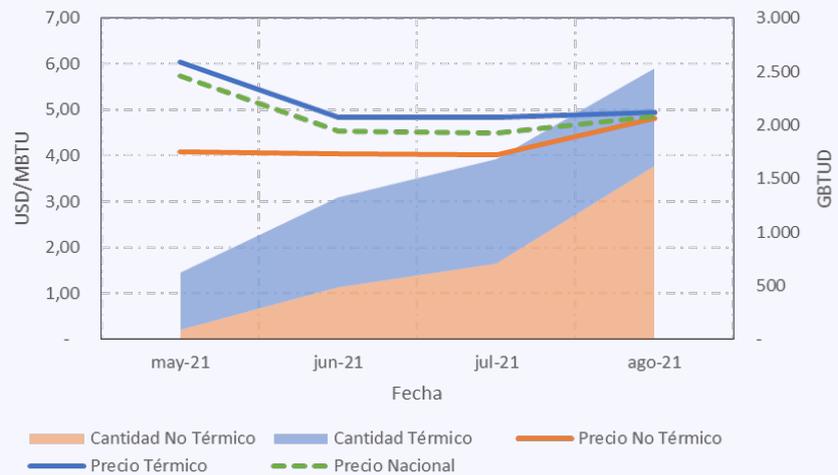


2.1.1.5. Mercado secundario – Contratos Firmes

Al revisar el comportamiento del mercado secundario en el trimestre, se puede observar que la demanda no térmica contratada en firme incrementó de manera importante pasando de 92 GBTUD en mayo a 1.616 GBTUD en agosto. (ver Figura 5).

Asimismo, es bastante visible el acercamiento entre los precios del sector térmico y no térmico. En la figura se observa como la diferencia se redujo de 2 USD a 0,1 USD lo que se dio tanto por la reducción en el precio del sector térmico como en el aumento del no térmico.

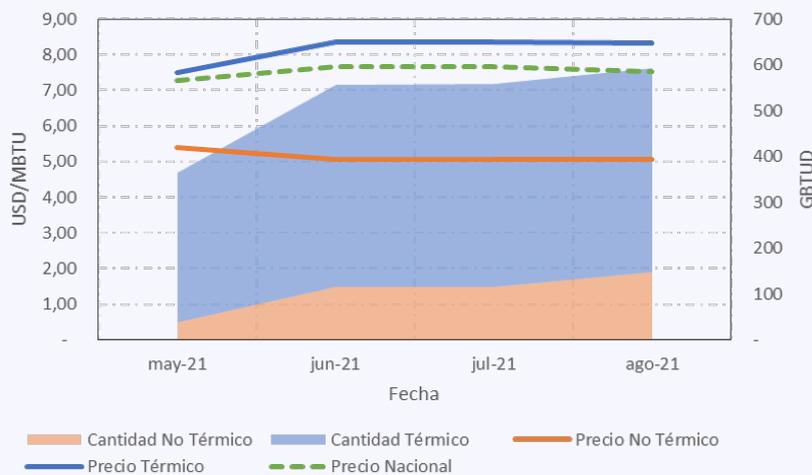
Figura 5. Precio promedio ponderado de contratos en firme en el secundario por tipo de demanda en el periodo de análisis.



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

2.1.1.6. Mercado secundario – Contratos Interrumpibles

Figura 6. Precio promedio ponderado de contratos en interrumpible en el secundario por tipo de demanda en el periodo de análisis



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

Como se puede observar en la Figura 6, la mayor parte de los volúmenes transados en el secundario correspondieron a demanda térmica. Dichos volúmenes incrementaron de 326 GBTUD en mayo a 444 GBTUD en agosto.

En cuestión de precios, la diferencia entre el sector térmico y no térmico es bastante significativa y se mantuvo durante todo el trimestre, alcanzando valores por encima de los 3 USD/MBTU.

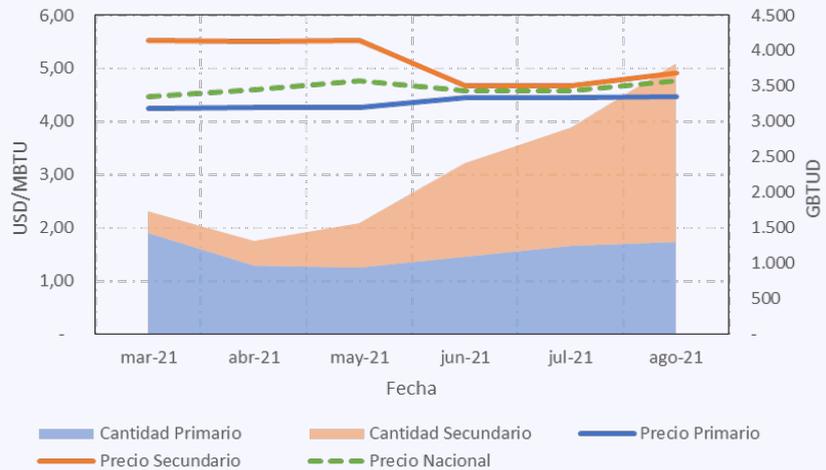


2.1.1.7. Comparación Mercado Primario y Secundario

Tal y como lo ilustra Figura 7, la cantidad contratada en el mercado primario ha permanecido alrededor de los 1.200 GBTUD, mientras que las cantidades transadas en el mercado secundario incrementaron de manera importante, triplicando las cantidades medias del trimestre anterior.

Es importante resaltar que para este trimestre los precios de los contratos en firme de los mercados primario y secundario se acercaron, a tal punto que su diferencia fue de tan solo 0,3 USD/MBTU

Figura 7. Precio promedio ponderado de contratos en firme por mercado en el periodo de análisis



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

2.1.2. Procesos de comercialización y señales de precios de largo plazo

Como ocurre todos los años, durante los meses de julio y agosto se dio el proceso de comercialización de largo plazo de los campos mayores. Durante este proceso, los campos más representativos en el mercado ofrecen sus productos mediante contratos con duración de 3 años o más. Este proceso representa una oportunidad para conocer las señales de precio de largo plazo desde la oferta.

A pesar de que los últimos meses la discusión en el sector ha girado alrededor de la situación de abastecimiento de largo plazo y la posible construcción de una planta de regasificación en el Pacífico, consideramos que hay otro aspecto que no se ha venido discutiendo lo suficiente y tiene que ver con el comportamiento de los precios en el mercado mayorista de suministro y en las señales que está dando hacia la demanda.



Figura 8. Precios promedio contratos de largo plazo procesos de comercialización anuales (inician el 1 de diciembre del respectivo año)



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

Como se puede observar en la Figura 8 los precios promedio de los contratos que resultan de los respectivos procesos de comercialización anuales, han venido creciendo en los últimos años. En los últimos dos procesos de comercialización, los precios a los que se ha ofrecido el gas ha estado en promedio alrededor de los 5 USD/MBTU, nivel de precios muy por encima de los que se veían hace algunos años cuando se dio un desarrollo importante de la demanda.

A niveles de precios cercanos o por encima de 5 USD/MBTU (y con la expectativa que los precios continuarían subiendo). La demanda de gas se ha estancado de forma importante en los últimos años por lo que adicional a la situación de abastecimiento, se debe revisar los objetivos del sector en temas de crecimiento. No se ve consistencia entre las expectativas de los productores sobre el futuro del sector y la importancia que tiene su crecimiento, y las señales de precio que hemos visto en los últimos años. Será importante analizar si dichas expectativas se están incorporando en los precios o si hay una desconexión.

2.1.3. 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 recibidos en SPEC, ambos en el trimestre de análisis, como se muestra a continuación:

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

Donde:

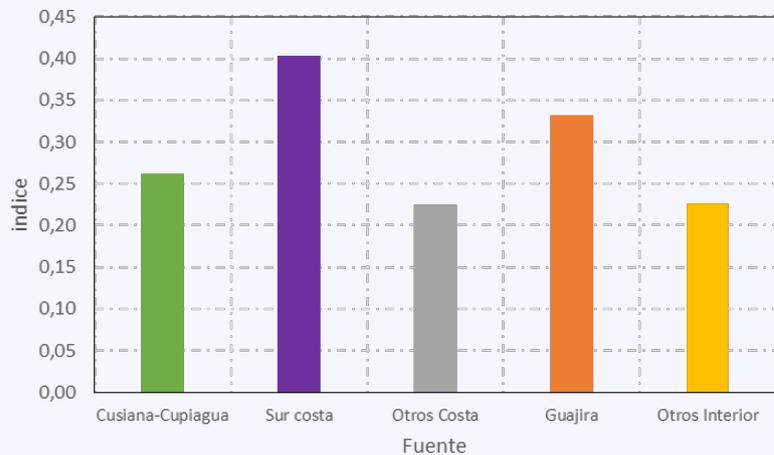
PPN_i es el precio promedio ponderado de gas nacional para cada campo i .

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



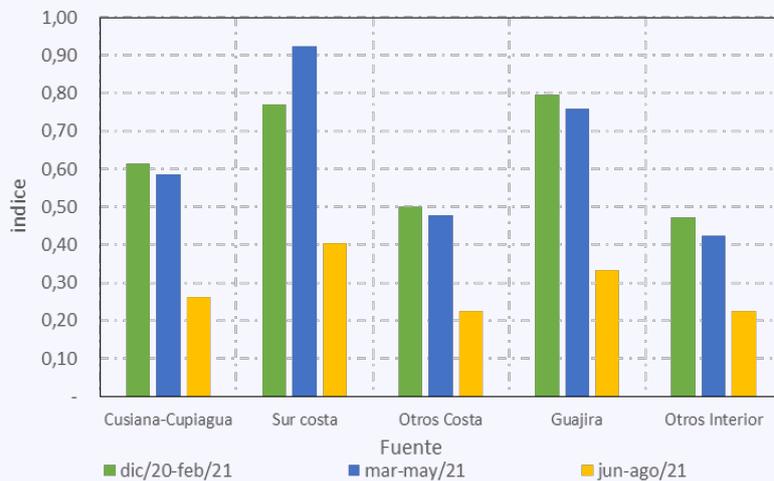
En la Figura 9 se observa el indicador para el trimestre junio - agosto. En todos los campos de producción, la competitividad de los precios nacionales es bastante grande con respecto al precio del gas importado. Sin embargo, se mantiene que los campos del interior siguen siendo más competitivos que los campos de la Costa Atlántica.

Figura 9 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

Figura 10 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

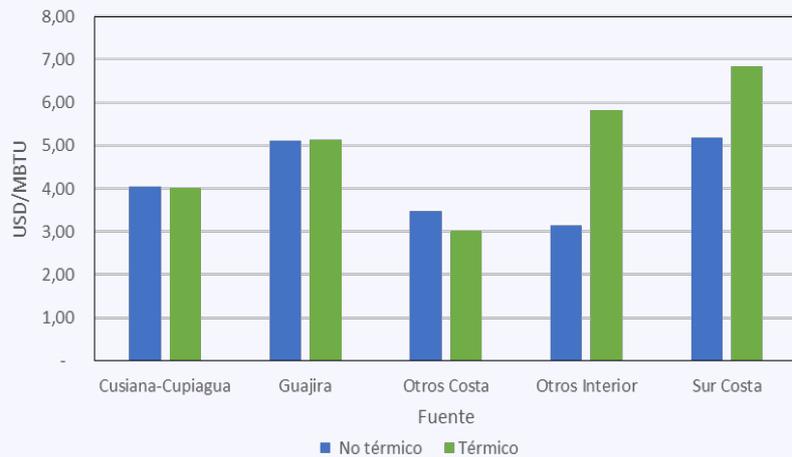
Al comparar el valor del trimestre con los trimestres anteriores, se ve que se presentó una caída importante del indicador en todos los casos. Esto se debe principalmente al aumento que se ha dado en los precios en el mercado de gas natural licuado por temas tanto de oferta como de demanda (ver Figura 10).



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

En la Figura 11 se comparan los precios del sector térmico y el sector no térmico para los principales campos del país durante el trimestre. Para los campos Cusiana-Cupiagua y Guajira, los precios de ambos sectores presentan valores similares; sin embargo, en los campos del Sur Costa y Otros Interior existe una diferencia bastante importante en contra del sector térmico. En todos los casos, los precios para los dos sectores se ubicaron entre 3 USD/MBTU y 7 USD/MBTU.

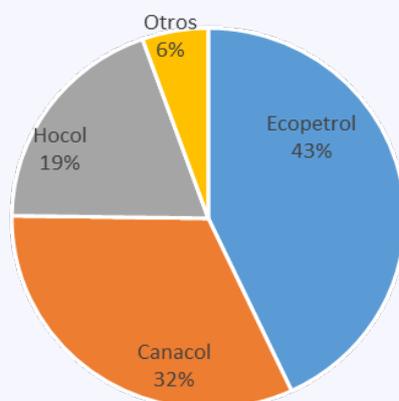
Figura 11 Comparación de precios entre el sector térmico y no térmico por campo en el periodo de análisis.



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

2.1.5. Participación en la contratación del mercado primario por productor

Figura 12 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

Durante el trimestre analizado, la mayor participación del mercado primario la tuvo Ecopetrol con 43,0%, seguido por Canacol con 32,0% y Hocol con 19,0%. Los demás productores aportaron 6,0% (ver Figura 12)

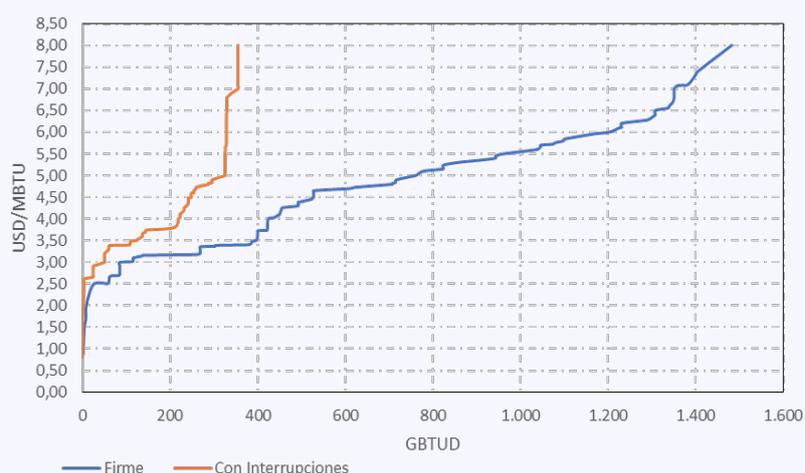


2.1.6. Curva de oferta agregada de contratos

En la Figura 13 se presenta la curva de oferta agregada de contratos para el mercado primario de gas del periodo de análisis (en este caso contratos vigentes durante el trimestre).

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

Figura 13 Curva de oferta agregada de contratos para el mercado primario en el periodo de análisis.



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

- La oferta de gas nacional contratada a precios bajos (menores que 3 USD/MBTU) corresponde al 6%.
- El 37% 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 4,5 USD/MBTU.
- El 25% de la oferta está contratada a precios entre 5 y 6 USD/MBTU.
- El 18% de la oferta está contratada a precios entre 6 y 7 USD/MBTU.
- Por último, el 11% de los contratos de suministro tienen precios mayores que 6 USD/MBTU. Lo anterior confirma que, aunque hay precios altos en el mercado, estos corresponden a un porcentaje bajo de contratos.

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

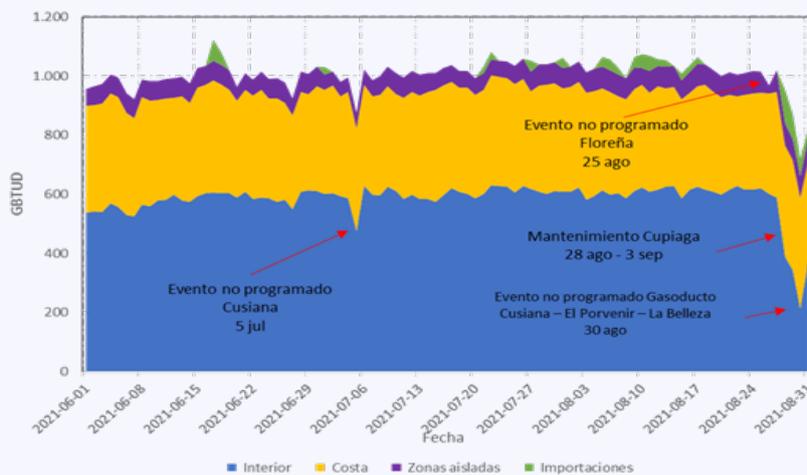
- La oferta de contratos de gas interrumpible a precios menores que 3 USD/MBTU corresponde al 7%
- La mayor proporción de los contratos interrumpibles (76%) se encuentra entre precios de 3 y 5 USD/MBTU. El precio promedio se encuentra alrededor de los 4,1 USD/MBTU.
- La contratación interrumpible por encima de 5 USD/MBTU corresponde a 17%.



2.2. Seguimiento a variables de mercado (oferta, demanda, disponibilidad y uso de infraestructura)

2.2.1. Producción

Figura 14 Producción total de gas por campo durante el último año



La producción promedio durante el trimestre fue de 1.007 GBTUD. Durante este periodo la producción se vio afectada principalmente por tres eventos (ver Figura 14):

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

- Evento no programado en el gasoducto Gibraltar – Bucaramanga a partir del 3 de agosto, que interrumpió la inyección desde Gibraltar.
- Mantenimiento programado en Cupiagua llevado a cabo del 28 de agosto al 3 de septiembre.
- Evento no programado en el gasoducto Cusiana – El Porvenir – La Belleza, el 29 de agosto.

Comparado con el trimestre anterior el principal incremento de la producción se presentó en los campos del interior con un valor de 31 GBTUD, tal como se presenta en la Tabla 5.

Tabla 5 Variación de la producción total de gas con respecto al trimestre anterior (GBTUD).

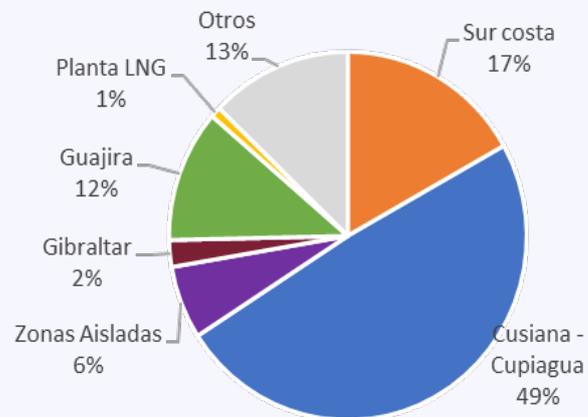
Zona	mar-may/21	jun-ago/21	Var (%)
Interior	553	584	6%
Costa	356	349	-2%
Importaciones	6	9	54%
Zonas aisladas	65	65	0%
Total	980	1.007	3%

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



Figura 15 Participación en la producción de gas por campo en el periodo de análisis

Para el periodo de análisis, los campos Cusiana y Cupiagua representaron el 49% de la producción nacional (ver Figura 15). Los campos del sur de la Costa mantuvieron su participación en 17% de la producción nacional y las importaciones de gas sólo representaron el 1%.



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

2.2.2. Importaciones

Figura 16 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

Como se puede observar en la Figura 16, durante el trimestre la inyección de gas importado al sistema fue bastante esporádica (dos días de junio y cinco días en julio). La principal inyección del trimestre se dio en agosto. Estas inyecciones representan 3 GBTUD adicionales al promedio del trimestre anterior.

A finales de agosto, 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 6.



Tabla 6. Energía mensual inyectada al SNT por la planta de regasificación en el periodo de análisis.

Mes - Año	Energía (GBTUD)
Junio - 2021	4
Julio - 2021	4
Agosto - 2021	20

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

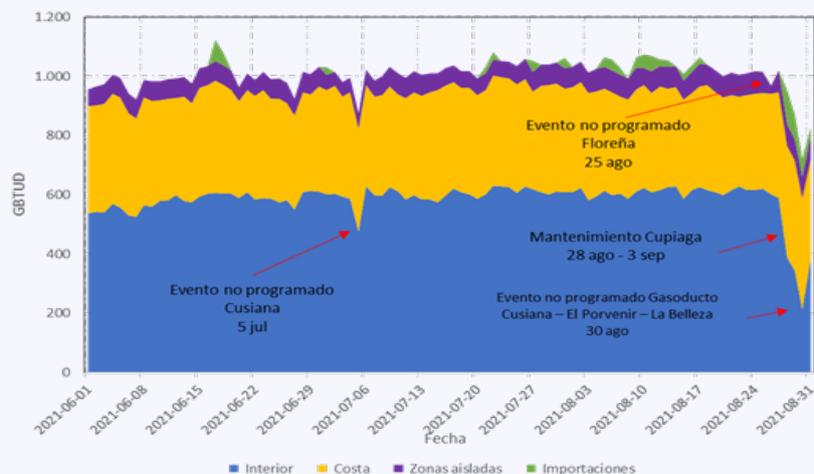
2.2.3. Disponibilidad y uso de la infraestructura de gas natural

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

Como se puede observar en la Figura 17, durante este trimestre se presentaron varios eventos no programados sobre la infraestructura de producción y transporte. Algunos de ellos no afectaron la atención de la demanda como es el caso del evento de Cusiana el 5 de julio y el evento de Canacol el 15 de agosto.

Para el periodo de análisis se efectuaron 70 mantenimientos en la infraestructura de gas natural del país de los cuales el 97% corresponde a la infraestructura de producción, y el restante 3% a la de transporte. De especial importancia fue el mantenimiento en Cupiagua que se realizó del 28 de agosto al 3 de septiembre.

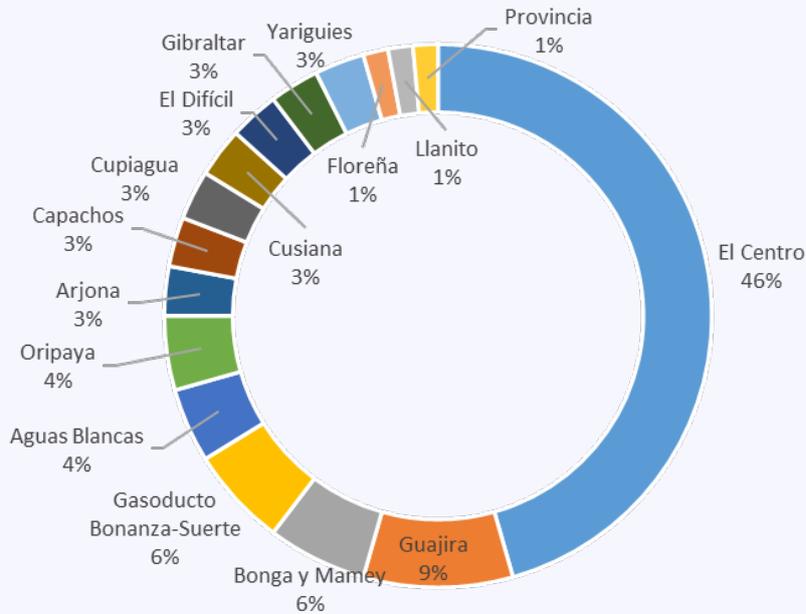
Figura 17 Producción total de gas por región y eventos de indisponibilidad en el periodo de análisis.



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



Figura 18 Distribución de mantenimientos por campo de producción.

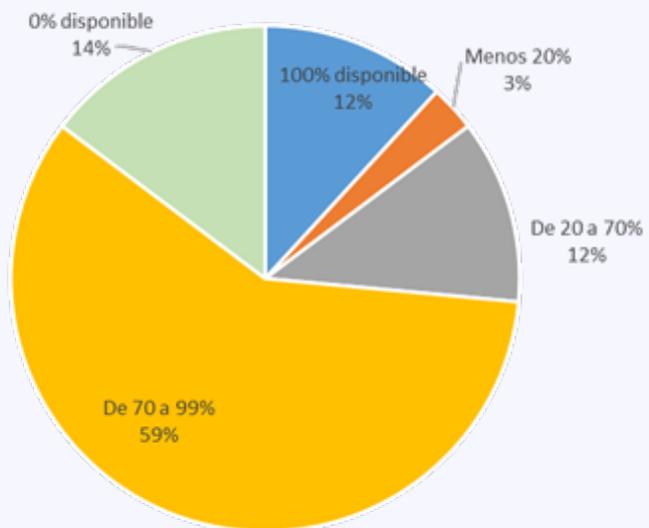


La Figura 18 muestra la distribución de los mantenimientos por campo de producción en el periodo de análisis. Del total de mantenimientos 62% se llevaron a cabo en campos menores de Eco petrol (El Centro, Bonanza, Oripaya, Llanito y Yariguies Provincia). Lo anterior corresponde a un programa de mantenimientos planeado por Eco petrol para estas instalaciones.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de CNO gas

En la Figura 19 se puede observar que el 12% de los mantenimientos programados en la infraestructura de producción no presentaron restricción. La mayor proporción (59%) la comprenden los mantenimientos cuya restricción estuvo entre el 70% y el 99%, y el 14% de los mantenimientos tuvo una restricción del 100%.

Figura 19 Distribución de mantenimientos por porcentaje de restricción



Fuente: elaboración propia a partir de datos de CNO gas



En lo que respecta al sistema de transporte, solo se presentaron dos mantenimientos programados:

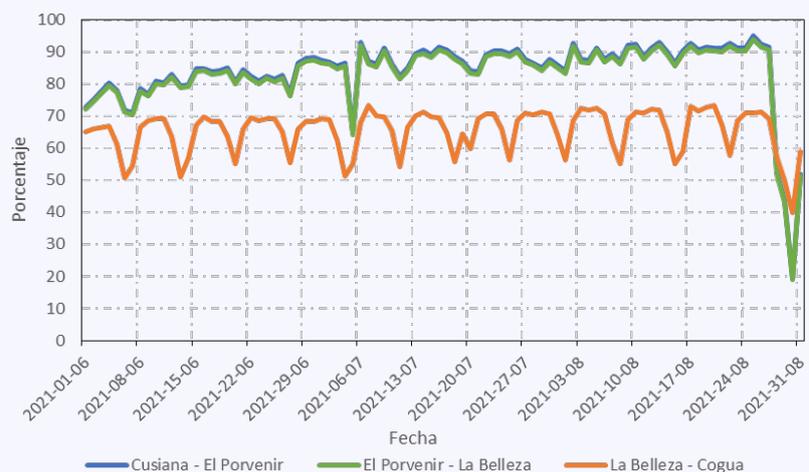
- Mantenimiento Gasoducto Neiva – Hobo, del 26 al 27 de julio, sin restricción en la capacidad.
- Mantenimiento Gasoducto Otero – Santana, del 30 al 31 de julio, con una restricción de 63% en su capacidad.

Al analizar el comportamiento de los gasoductos, podemos observar que en el caso del Interior se evidencia la caída durante el evento de Cusiana y el mantenimiento de Cupiagua.

• Cusiana – Cogua:

En la Figura 20 se presenta el porcentaje de uso de los tramos del gasoducto. Allí se puede observar que los tramos Cusiana – El Porvenir y El Porvenir – La Belleza, se vieron afectados tanto por el evento no programado de Cusiana y por el mantenimiento de Cupiagua.

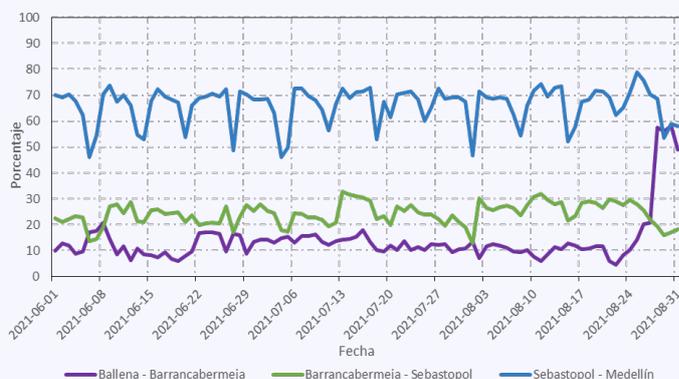
Figura 20 Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cogua.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de los agentes

• Ballena – Medellín:

Figura 21 Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Ballena – Medellín



Fuente: elaboración propia a partir de datos de los agentes

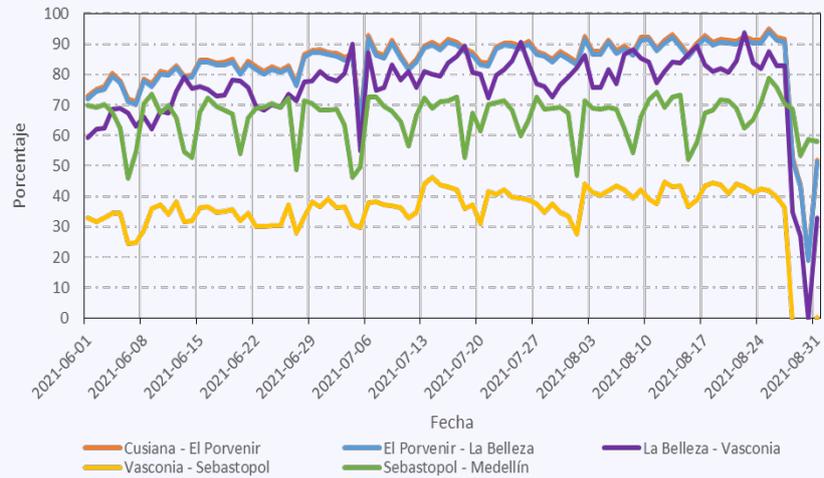
En cuanto a la ruta Ballena – Medellín no se presenta mayor variación durante el trimestre en análisis. En contraste, el tramo Ballena – Barrancabermeja presentó un incremento importante durante el mantenimiento de Cupiagua, dado que la mayor parte del gas de Guajira se envió hacia el interior para atender la demanda esencial que sería afectada por dicho mantenimiento (ver Figura 21).



- **Cusiana – Medellín:**

Como se puede observar en la Figura 22, todos los tramos de la ruta Cusiana – Medellín, se afectaron considerablemente al final del trimestre durante el mantenimiento de Cupiagua.

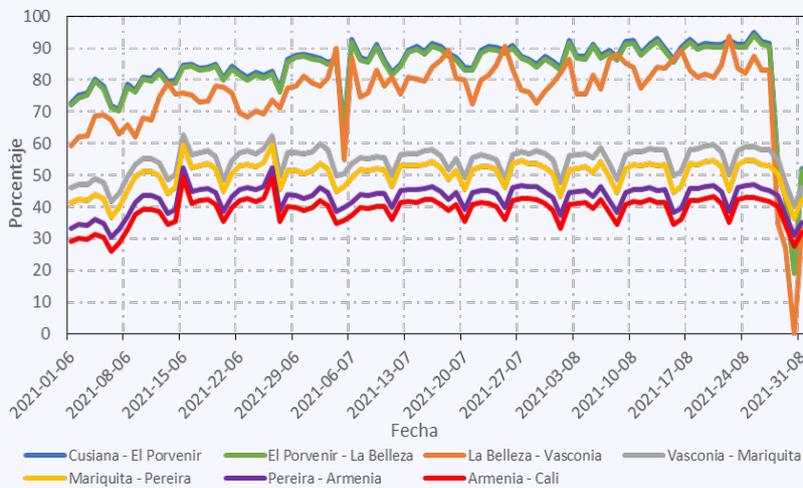
Figura 22 Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Medellín.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de los agentes

- **Cusiana – Cali:**

Figura 23 Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Cusiana – Cali



Para la ruta Cusiana – Cali (ver Figura 23) también se registró una reducción considerable en su uso durante el mantenimiento del campo Cupiagua, el cual se dio durante la última semana del trimestre.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de los agentes



- **Ballena – Cartagena:**

En el caso de la Costa Atlántica, se presentó un aumento el 17 de junio, debido a un mayor despacho térmico, tal como se observa en la Figura 24.

Por otro lado, el tramo Ballena – La Mami, también se afectó por el mantenimiento de Cupiagua, dado que se destinó el gas de Guajira para la atención de la demanda esencial del interior.

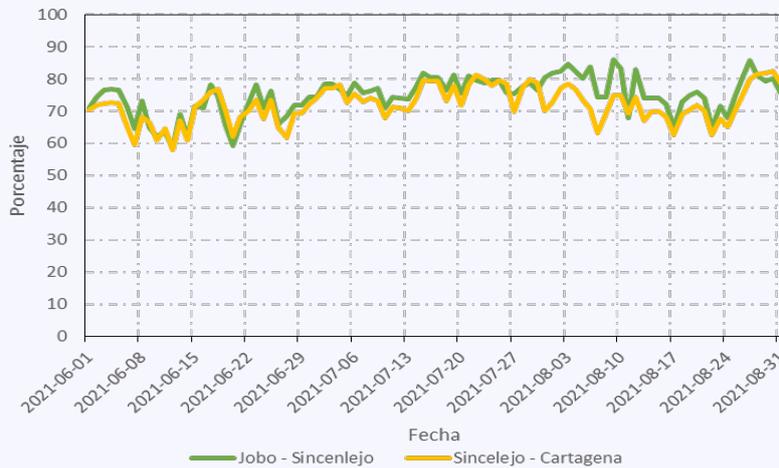
Figura 24 Porcentaje de uso por tramos del gasoducto Ballena – Cartagena.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de los agentes

- **Jobo – Cartagena:**

Figura 25 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 - Sincelejo y Sincelejo – Cartagena permaneció estable durante el trimestre de análisis. (ver Figura 25) y no se observaron afectaciones importantes por los eventos que se dieron en otras partes del sistema de transporte.

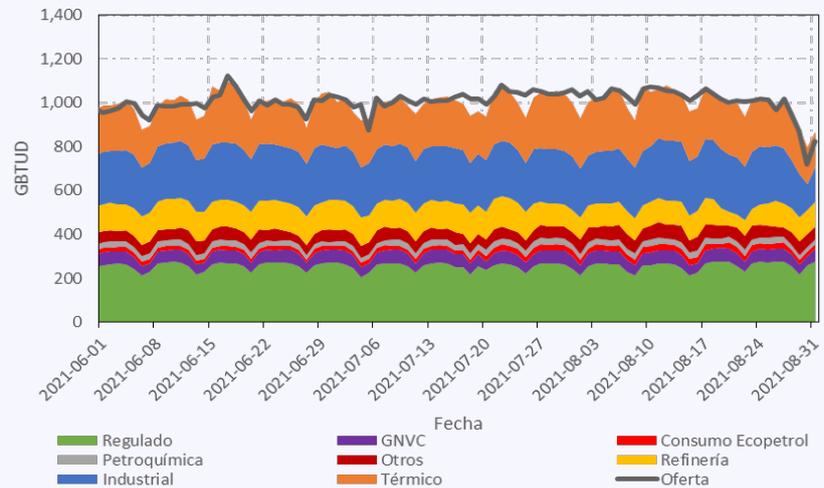


2.2.4. Demanda

Para este trimestre, la demanda diaria de gas natural presentó un valor promedio de 998 GBTUD, alcanzando un máximo de 1.096 GBTUD el 17 de junio, tal como se observa en la Figura 26.

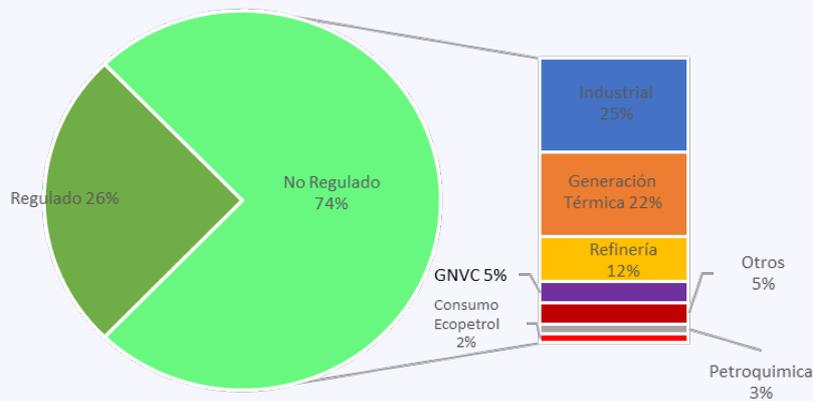
La demanda estuvo impulsada principalmente por la demanda regulada y la industria, que representaron el 26% y 25% del total, respectivamente⁴.

Figura 26 Demanda diaria de gas por sector de consumo en el periodo de análisis.



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

Figura 27. 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 27 se observa que el 74% correspondió al sector no regulado, y dentro de éste los consumos principales fueron en el sector industrial (25%), térmico (22%), y refinería (12%).

Con respecto al trimestre anterior, se evidencia incremento en todos los sectores, a excepción de refinación que cayó un 11% (ver Tabla 7).

⁴ El grupo Otros sectores, corresponde a los consumos de estaciones de compresión y demanda atendida por campos aislados y por gas natural comprimido



Tabla 7. Variación de la demanda promedio en el periodo de análisis frente al trimestre anterior.

Sector	mar-may/21	jun-ago/21	Var (%)
Regulado	249	255	2%
GNVC	51	55	9%
Industrial	242	245	1%
Refinación	134	119	-11%
Generación Térmica	195	220	13%
Petroquímica	20	26	32%
Consumo Ecopetrol	19	22	18%
Otros	51	55	8%

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

Comparando agosto 2021 con agosto del año 2020, se evidencia una recuperación en la mayoría de los sectores a excepción de la demanda de refinación y de la generación térmica (ver Tabla 8).

Tabla 8. Variación de la demanda promedio para agosto 2021 frente al mismo mes en el año anterior (GBTUD).

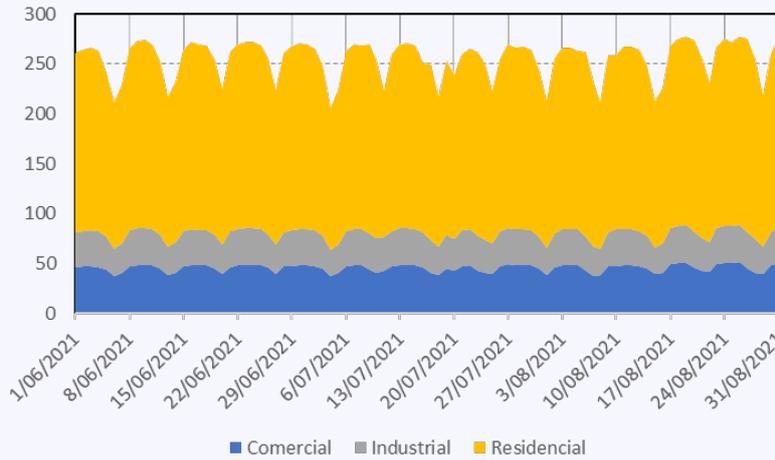
Sector	Ago/20	Ago/21	Var (%)
Regulado	234	256	9%
GNVC	47	56	19%
Industrial	238	242	2%
Refinación	121	103	-15%
Generación Térmica	242	227	-6%
Petroquímica	19	26	34%
Consumo Ecopetrol	21	26	22%
Otros	34	60	79%

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



- **Sector Regulado:**

Figura 28 Demanda diaria de gas sector regulado por grupo de consumo en el periodo de análisis.



El sector regulado permaneció estable alrededor de los 250 GBTUD (ver Figura 28).

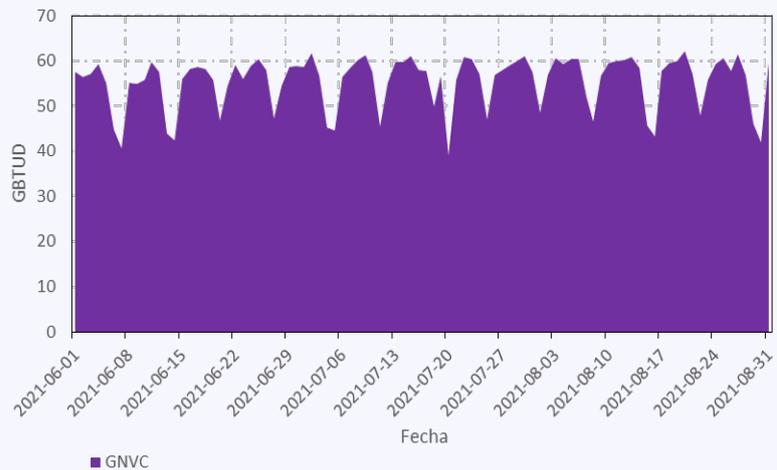
El 69% de los consumos regulados corresponden al sector residencial y el restante se distribuye entre sector comercial (18%) e industria regulada (13%).

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

- **GNVC:**

Como se aprecia en la Figura 29 los consumos de GNVC estuvieron estables durante el trimestre. No obstante, se presentó una caída a finales de agosto, asociada al mantenimiento de Cupiagua y el evento no programado en el gasoducto Cusiana - El Porvenir - La Belleza del 29 de agosto.

Figura 29 Demanda diaria de gas sector GNVC en el periodo de análisis.



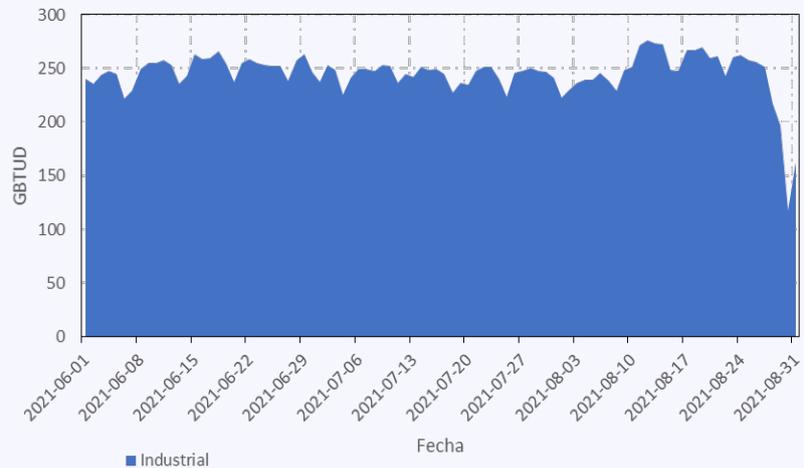
Fuente: elaboración propia a partir de datos del Gestor del Mercado de Gas



- **Industria:**

Como se refleja en la Figura 30, el consumo industrial del interior del país se vio afectado al final del trimestre debido al mantenimiento en Cupiagua debido a la alta contratación con esta fuente de producción que tiene este sector y a la priorización que se dio a la atención de la demanda esencial.

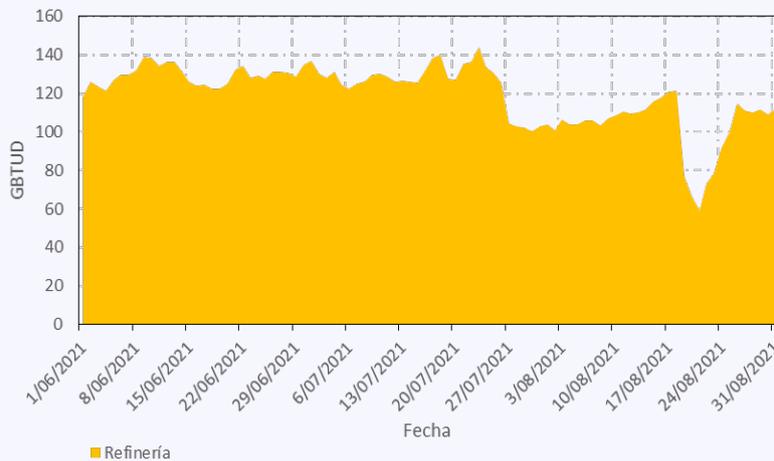
Figura 30. Demanda diaria de gas sector industrial en el periodo de análisis.



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

- **Refinación:**

Figura 31 Demanda diaria de gas sector refinación en el periodo de análisis.



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

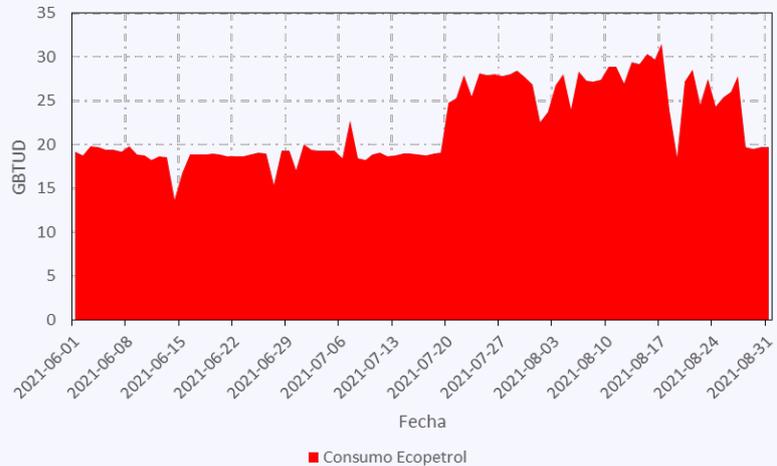
En el caso del sector de refinación se presentó una caída de su consumo dada principalmente por la salida a mantenimiento de una de las plantas de la Refinería de Barrancabermeja. El consumo más alto se presentó a finales de julio con un consumo promedio de 144 GBTUD tal como se puede observar en la Figura 31.



- **Consumos Ecopetrol:**

El sector Consumos Ecopetrol⁵ estuvo alrededor de los 20 GBTUD hasta el 20 de julio, donde incrementó a 25 GBTUD (ver Figura 32).

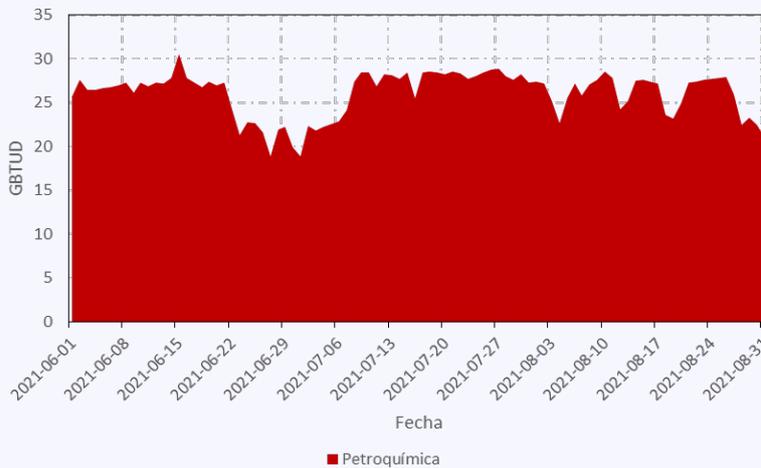
Figura 32 Demanda diaria de gas para Ecopetrol en el periodo de análisis



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

- **Petroquímico:**

Figura 33 Demanda diaria de gas sector Petroquímica en el periodo de análisis



Aunque el consumo del sector petroquímico tuvo una caída importante en la segunda quincena de junio, para los meses de julio y agosto, dicho consumo permaneció estable (alrededor de los 25 GBTUD) como se puede observar en la Figura 33.

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

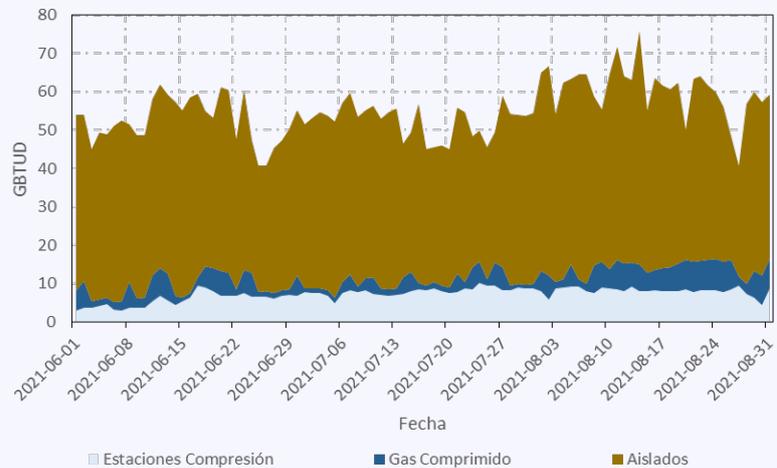
⁵ Corresponde principalmente a los consumos de las plantas Termo Ocoa y Termo Suria



- **Otros sectores:**

Como se aprecia en la Figura 34 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.

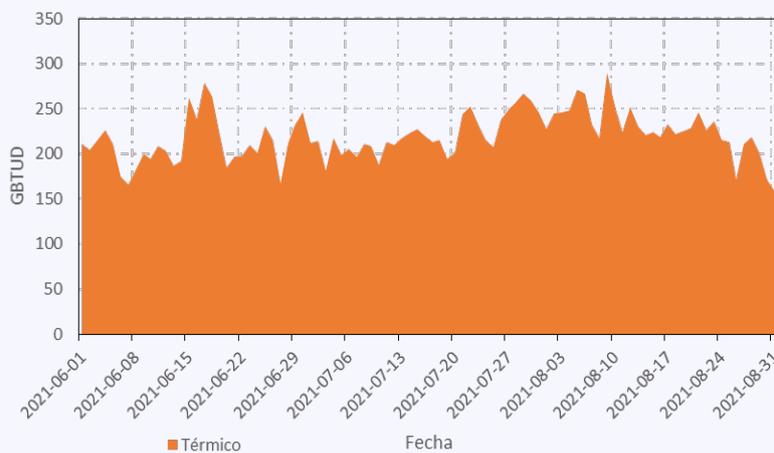
Figura 34 Demanda diaria de gas Otros Sectores en el periodo de análisis



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

- **Sector térmico:**

Figura 35 Demanda diaria de gas sector térmico en el periodo de análisis.



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

demanda esencial en el interior.

A pesar de que el consumo térmico fue bastante irregular durante el trimestre, se evidencia un mayor consumo a mediados de junio y a inicios de agosto. El pico del trimestre fue de 196 GBTUD los días 9 y 10 de agosto (ver Figura 35)

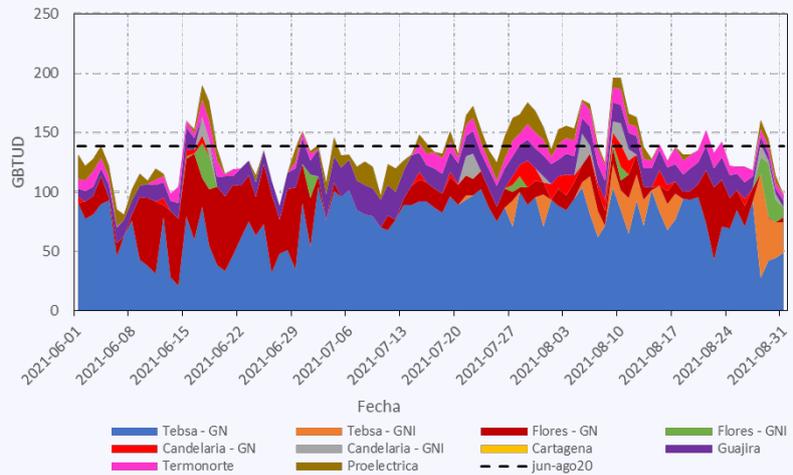
Los consumos térmicos del interior se vieron afectados durante el mantenimiento de Cupiagua, dado que este gas se destinó para atención de



- **Sector térmico – Costa:**

Al observar en más detalle el consumo de gas para generación en la costa (Figura 36), éste fue de 135 GBTUD, 2% por debajo del promedio en el mismo trimestre del año anterior.

Figura 36 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 9, durante el periodo de análisis los consumos para generación en la costa tuvieron un incremento de 12% en julio con respecto a junio. Así mismo, en el mes de agosto se incrementó en 3% con respecto a los consumos del mes de julio.

Tabla 9. Consumo de gas para generación en la costa en el periodo de análisis.

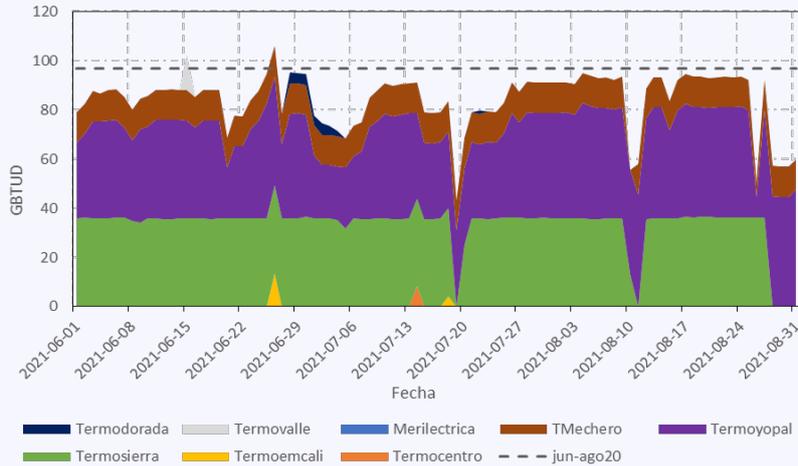
Mes	Tebsa GN	Tebsa GNI	Flores GN	Flores GNI	Candelaria GN	Candelaria GNI	Cartagena	Guajira	Termonorte	Proeléctrica	Total
Junio21	59,49	-	38,58	1,97	0,92	0,95	-	11,36	4,87	5,89	124,04
Julio21	86,28	1,73	10,70	1,13	1,98	1,37	-	19,68	5,63	10,76	139,25
Agosto21	76,58	13,40	14,27	3,30	4,05	2,81	-	14,63	9,88	4,04	142,96

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



- **Sector térmico – Interior:**

Figura 37 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 promedio de 84 GBTUD, lo que representa una disminución de 13% respecto al mismo periodo para el año anterior.

Los consumos de gas para Termosierra se vieron afectados principalmente por un evento en la planta el 11 de agosto y por el mantenimiento en Cupiagua, tal y como se puede observar en la Figura 37.

El 65% 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 35% del total (ver Tabla 10).

Tabla 10. Consumo de gas nacional para generación en el interior en el periodo de análisis.

Mes	Merilectrica	Termocentro	Termodorada	Termoeocali	Termosierra	Termovalle	Termoyopal	TMechero	Total
Junio21	-	-	0,43	0,44	35,81	0,48	37,59	12,25	87,00
Julio21	-	0,26	0,51	0,14	34,20	0,00	33,75	12,29	81,14
Agosto21	-	-	-	-	29,47	0,00	43,11	11,66	84,23

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



3. Mercado de Energía Eléctrica

3.1. Análisis de indicadores, precios, contratación y costos de restricciones

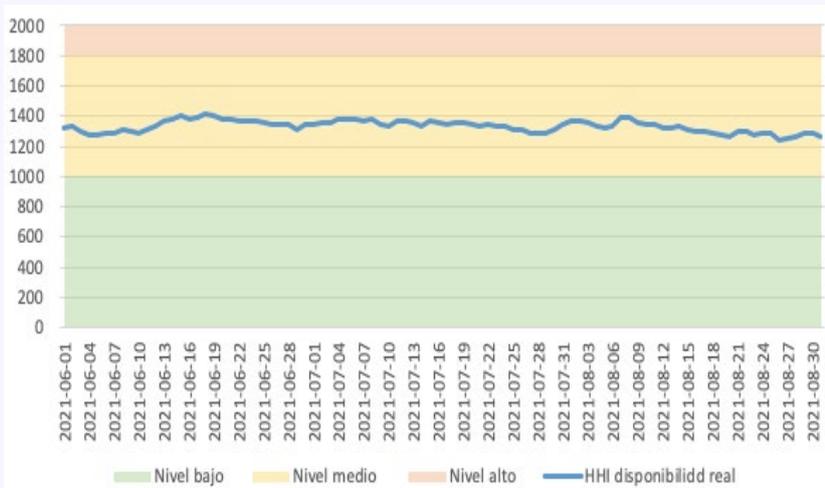
En este aparte de boletín, abordamos los indicadores del mercado de concentración como HHI, oferta residual, comparación indicadores, análisis de precio de bolsa, indicadores para agentes generadores y comercializadores en temas de cubrimientos y contratación.

3.1.1. Indicadores de concentración (HHI)

Se analizó el indicador de concentración para la disponibilidad real, generación real y de fijaciones con el fin de identificar desde punto de vista del mercado en qué momento se materializa una posible concentración del mercado.

3.1.1.1. Disponibilidad Real

Figura 38 HHI Disponibilidad Real



Este indicador estuvo en el rango de nivel medio de concentración, presentando un valor medio durante el trimestre de 1.332, con un valor máximo de 1413,81 y un mínimo de 1.245,94. Durante el periodo, once agentes fueron responsables del 90% de la disponibilidad, siendo EMGESA (21,36%), EPM (19,50%), ISAGEN (17,71%), CELSIA (6,87%) y CHIVOR (6,43) los agentes con mayor disponibilidad con un agregado superior al 71%.

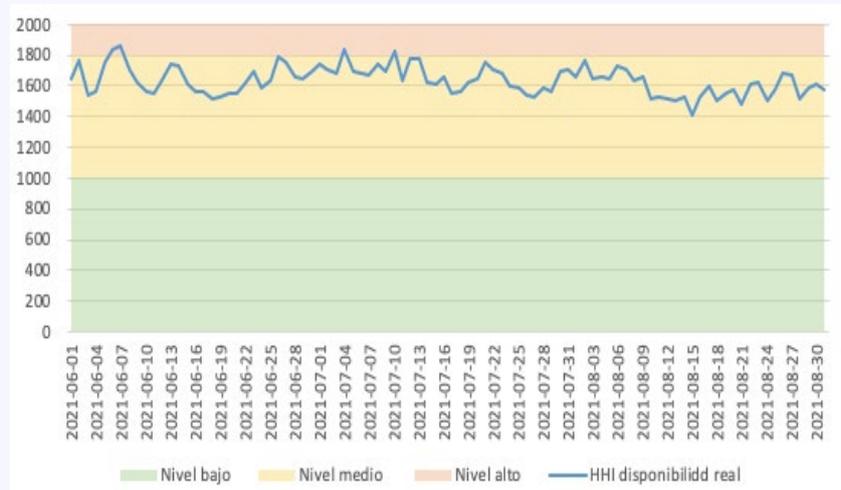


3.1.1.2. Generación Real

Este indicador estuvo en el rango medio-alto de concentración durante el trimestre. El valor promedio durante este trimestre fue de 1.636,19, mientras que el mínimo fue de 1.409,83, y el máximo fue 1.861,10.

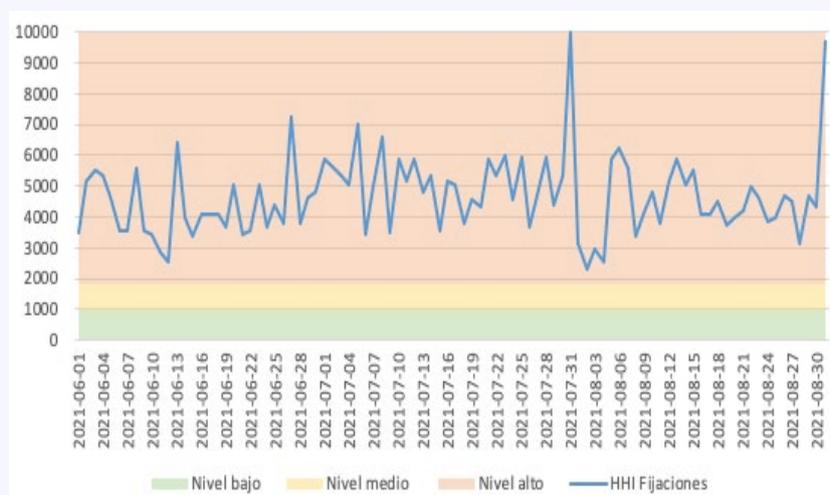
La generación tuvo una alta concentración durante 4 de los 92 días analizados, 4 días menos que el trimestre anterior. En promedio, 9 agentes fueron responsables del 90% de la generación, siendo EPM (24,87%), ISAGEN (22,89%) y EMGESA (16,03%) y CHIVOR (9,94%) los que más generaron más energía durante el periodo, con un agregado promedio de 73,73% durante el trimestre junio-agosto de 2021.

Figura 39. HHI Generación Real



3.1.1.3. HHI Fijaciones

Figura 40 HHI Fijaciones



Durante el periodo analizado, solo 6 agentes fijaron el precio de bolsa. El índice HHI de fijaciones se ubicó en el nivel de concentración alto, con un promedio de 4.675,98. Esto es, 219,08 unidades mayores que en el trimestre anterior, cuando el promedio fue 4.456,9. Así mismo, el indicador tuvo como mínimo 2.291,67 y máximo el valor de 10.000, valor que se dio el 31 de julio de 2021 cuando un solo agente fijó los precios

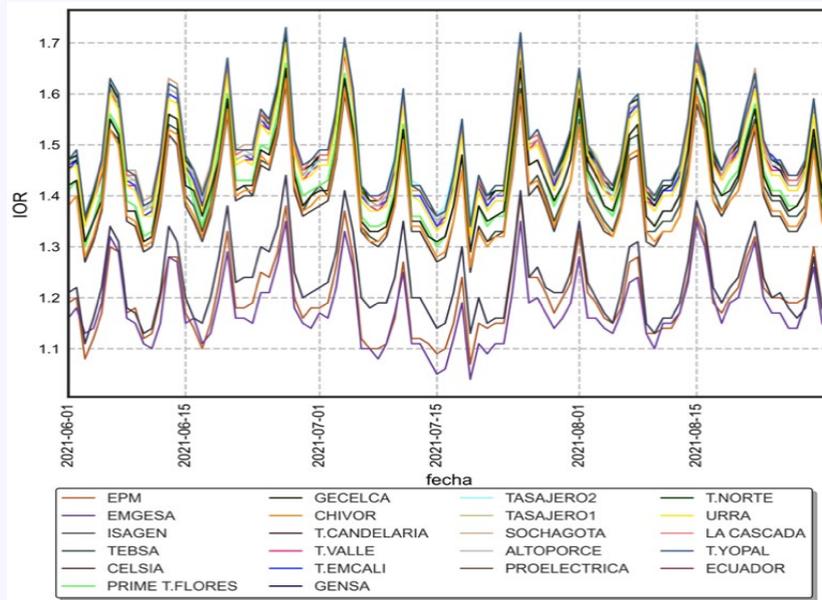
durante las 24 horas del día.

El indicador estuvo 5 veces entre 2.000 y 3.000, 25 veces entre 3.000 y 4.000, 25 veces entre 4000 y 5.000, 26 veces entre 5.000 y 6.000, y fue mayor a 7.000 durante 7 días.



3.1.2. Índice de Oferta Residual

Figura 41 Índice Oferta Residual Agentes



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 tanto es pivotal.

En el periodo junio a agosto de 2021, el indicador fue superior a 1 para todos los agentes, lo que implica que ningún agente fue pivotal.

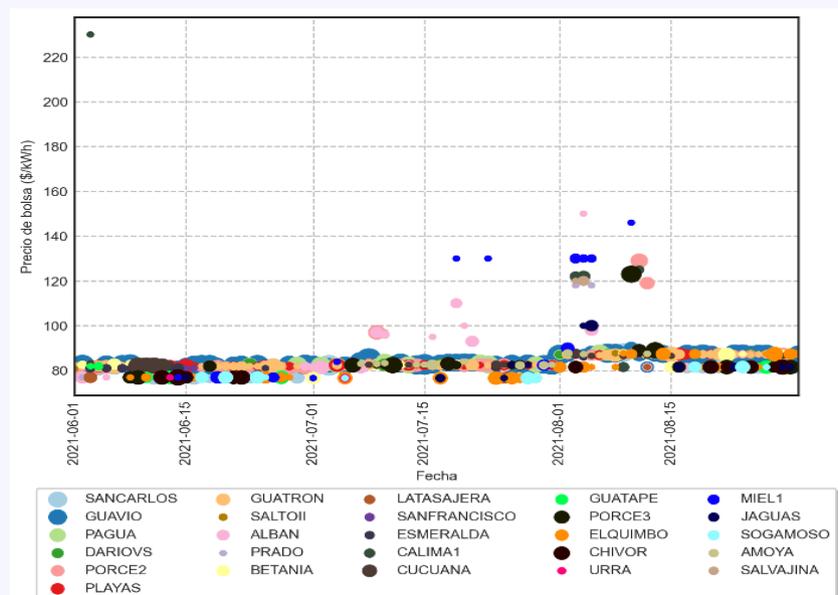
3.1.3. Fijaciones Precios de Bolsa

Figura 42. Fijación Precios de Bolsa por planta

Durante el trimestre analizado, se observó un bajo precio en las fijaciones del precio de bolsa, producto de un nivel alto en el volumen útil de los embalses, así como de unos aportes hídricos altos. En total, 26 plantas fijaron los precios de bolsa durante el trimestre.

El precio promedio durante el periodo fue de 84,22 pesos/kWh. Las plantas que más fijaron precio de bolsa fueron Guavio y San Carlos que llegaron a fijar el precio hasta en 15 horas al día.

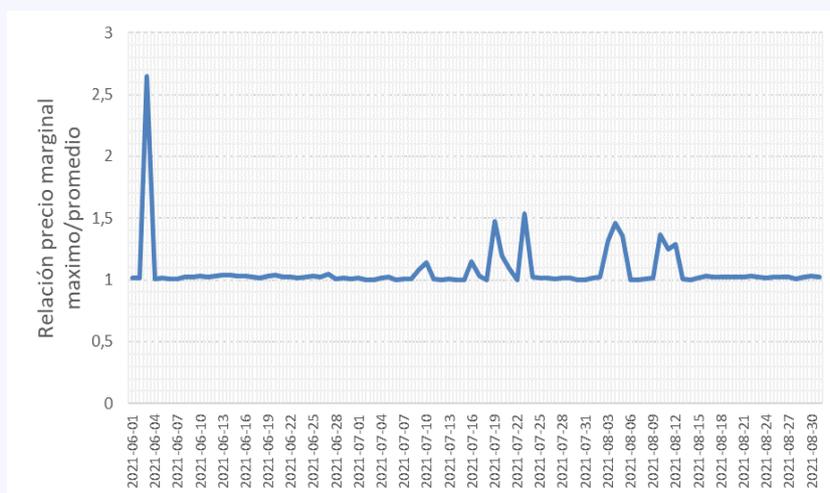
Otras plantas que llegaron a fijar de forma importante el precio por día fueron Pagua (11 horas en un día), Porce III (10 horas por día), Chivor (9 horas por día) y Cucuana (9 horas por día).





Se observa, que la gran mayoría de precios se encuentran por debajo de 90 \$/kWh, sin embargo, se presentaron fijaciones por encima de este valor, pese a que el volumen útil de los agentes y los aportes hídricos siguen siendo altos.

Figura 43. Relación Precio de bolsa máximo sobre precio de bolsa promedio diario



Estas fijaciones a precios mayores a 90\$/kWh se dieron durante el periodo, principalmente por mantenimientos programados que afectan la disponibilidad agregada del sistema. En particular, el 3 de junio se tuvo una hora con precio de bolsa alto comparado contra el promedio diario, siendo el precio de bolsa para las 8pm, 2,64 veces más alto que el precio promedio, lo cual es bastante atípico, dado

que el 95% de los valores históricos, no superan 1,6 veces el precio promedio horario.

De las 2.208 horas del periodo, 2.155 registraron precio de bolsa por debajo de 90 \$/kWh, es decir, el 97,59% de las fijaciones, de forma consistente con las condiciones hídricas en el sistema.

Tabla 11. Porcentaje en cantidad de fijaciones por agente

Agente	Junio	Julio	Agosto
EMGESA	36,94%	61,39%	48,79%
EPM	38,47%	25,14%	31,05%
ISAGEN	12,50%	7,22%	10,48%
CELSIA	6,39%	5,97%	5,38%
CHIVOR	5,56%	No tuvo fijaciones	4,30%
URRA	0,14%	0,28%	No tuvo fijaciones

Tabla 12. Promedio de precios marginales fijados, por agente

Agente	Junio	Julio	Agosto
EMGESA	82,04	82,49	86,87
EPM	80,67	82,89	89,96
ISAGEN	78,62	82,86	89,62
CELSIA	84,61	87,77	102,24
CHIVOR	76,91	No tuvo fijaciones	81,51
URRA	76,91	76,60	No tuvo fijaciones



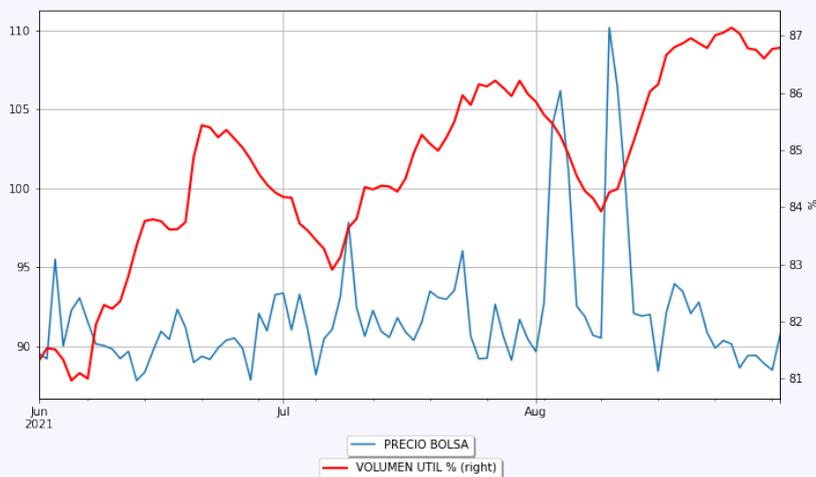
El agente EPM tuvo el mayor porcentaje de fijaciones durante junio, mientras que, durante julio y agosto, el agente que tuvo el mayor número de fijaciones de precios de bolsa fue EMGESA. En cuanto a los precios marginales el agente que tuvo el promedio de fijaciones más alto fue CELSIA con 102,24 \$/kWh, mientras que el precio promedio más bajo fue fijado por URRRA y CHIVOR con 76,91 \$/kWh. Por otro lado, los precios promedio aumentaron en agosto, observándose que todos los agentes aumentaron el precio en cerca de 5\$/kWh. Este aumento se debió al aumento del CEE para este mes en particular.

3.1.4. Análisis de Precio de Bolsa y Precios Ofertados por Agente

Este capítulo presenta un análisis de precio de bolsa vs volumen útil, precios representativos del mercado, así como desempeño de cada agente fijador de precios de bolsa, verificando la consistencia de las ofertas de precios presentadas por los agentes, frente a sus externalidades como volumen útil y aportes, así como el impacto de los precios de bolsa en sus ingresos y fijaciones de precios marginales.

3.1.4.1. Precio de Bolsa Vs Volumen Útil

Figura 44. Precio Bolsa y Volumen útil



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM

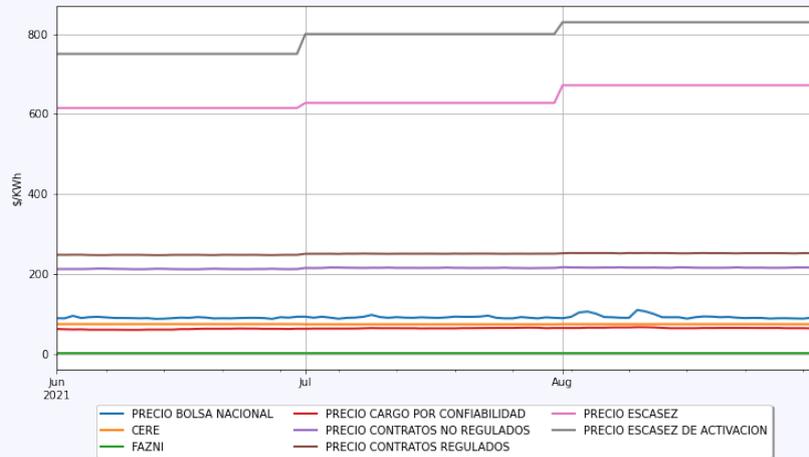
La Figura 44 muestra la relación entre el precio de bolsa promedio referido al eje izquierdo y el volumen útil en porcentaje referido al eje derecho. Estas dos variables muestran una correlación negativa entre sí, de tal forma que mientras el volumen útil disponible se encuentre en valores altos, como en el mes de julio, el precio de bolsa tiende a mantenerse en valores bajos. Así mismo, cuando el precio de bolsa presenta picos, estos se corresponden con disminuciones en el volumen útil. De lo anterior podemos concluir que el precio de bolsa es altamente sensible a los cambios en el volumen útil del sistema.



3.1.4.2. Precios Representativos del Mercado

Figura 45 Precios Representativos del Mercado

En cuanto a los precios representativos del mercado, la Figura 45 muestra el comportamiento a lo largo del periodo junio - agosto, destacándose la poca variabilidad en general de todos los precios presentados. Los promedios para cada variable en el periodo de análisis son los siguientes: el precio promedio del cargo por confiabilidad es de 64 \$/kWh, el precio promedio del CERE es de 74.62 \$/kWh y el precio promedio del FAZNI es de 2.15 \$/kWh.

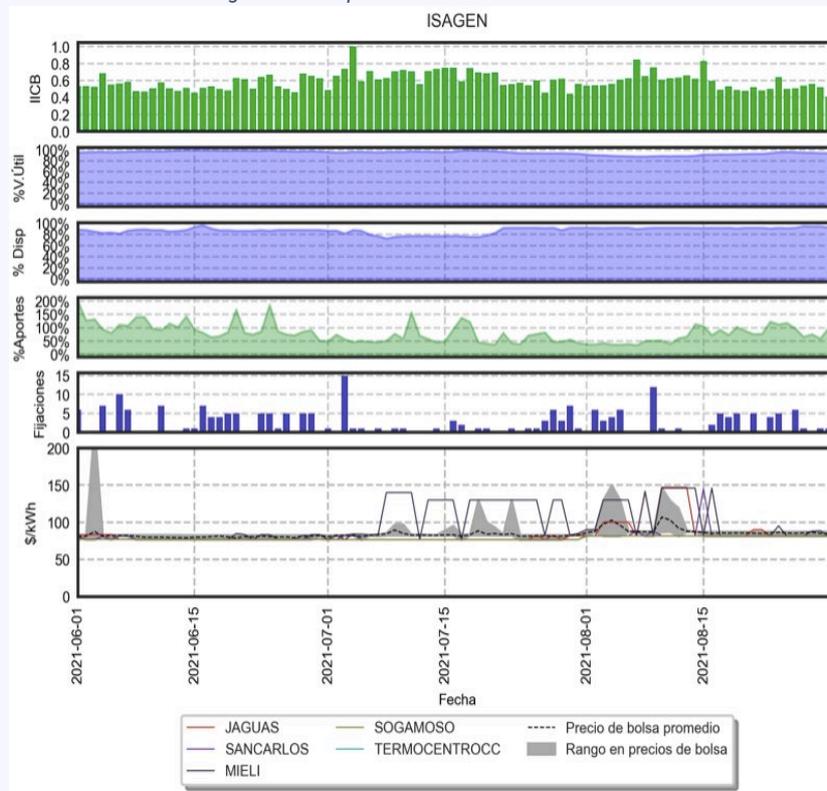


Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM



3.1.4.3. ISAGEN

Figura 46 Comparación de Indicadores ISAGEN



Se observa para ISAGEN, a través del indicador de ingresos contratos-bolsa (IICB⁶), que el agente tuvo ingresos en bolsa menores que sus ingresos en contratos. Sin embargo, dicho indicador es cercano en promedio a 0,55, 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 así el precio de bolsa sea mínimo como se dio durante el periodo por las externalidades hídricas.

Durante el periodo, el volumen útil del agente estuvo cerca al 100%, disminuyendo a cerca del

90% durante la primera quincena de Agosto y recuperando el máximo hacia finales del mismo mes.

Es de resaltar, que el agente tuvo aumentos intermitentes de precios en sus plantas Miel I y Jaguas, lo cual, tuvo impacto en la fijación de precios tanto horarios como diarios, especialmente, cuando el agente aumentó simultáneamente el precio de estas dos plantas, influenciando que el promedio pasara de cerca de 77 \$/kWh a cerca de 100 \$/kWh.

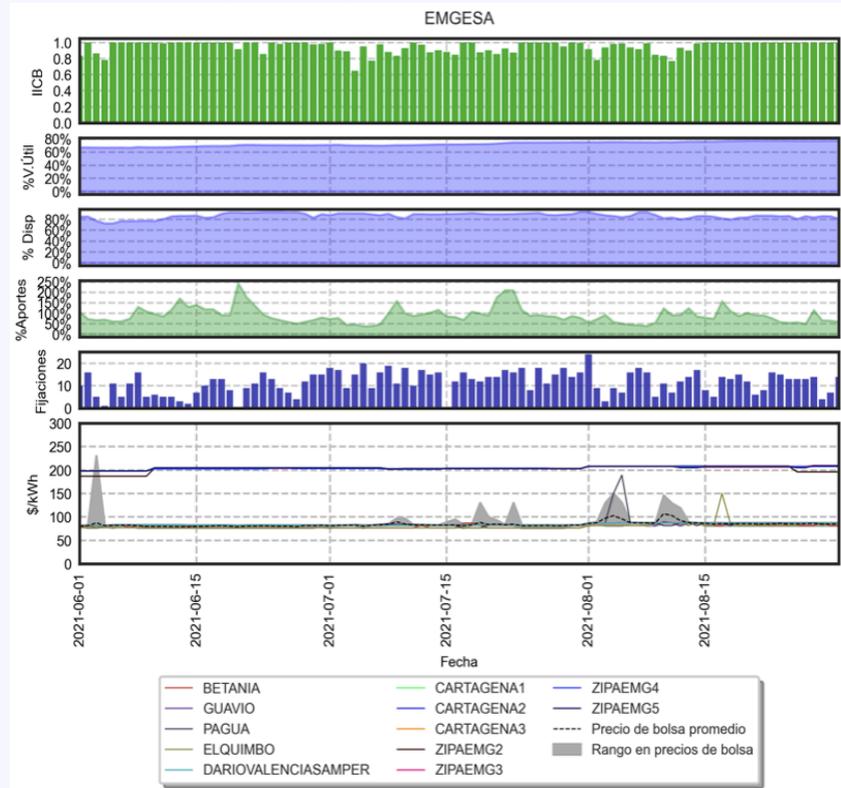


3.1.4.4. EMGESA

Para EMGESA, se observa que su indicador IICB es cercano a uno durante el trimestre, siendo un poco menor, cercano a 0,8 entre julio y principios de agosto. En este sentido, los ingresos del agente fueron principalmente por contratos.

Por otro lado, se observa que el volumen útil del agente aumentó a cerca de un 80% al final del periodo, lo cual, unido a aportes que oscilaron entre un 50% y un 250% de su histórico, hicieron que el agente ofertara precios bajos para todo su portafolio de plantas hídricas. Por su parte, la disponibilidad del agente fue superior al 80% durante el periodo.

Figura 47. Comparación de Indicadores EMGESA



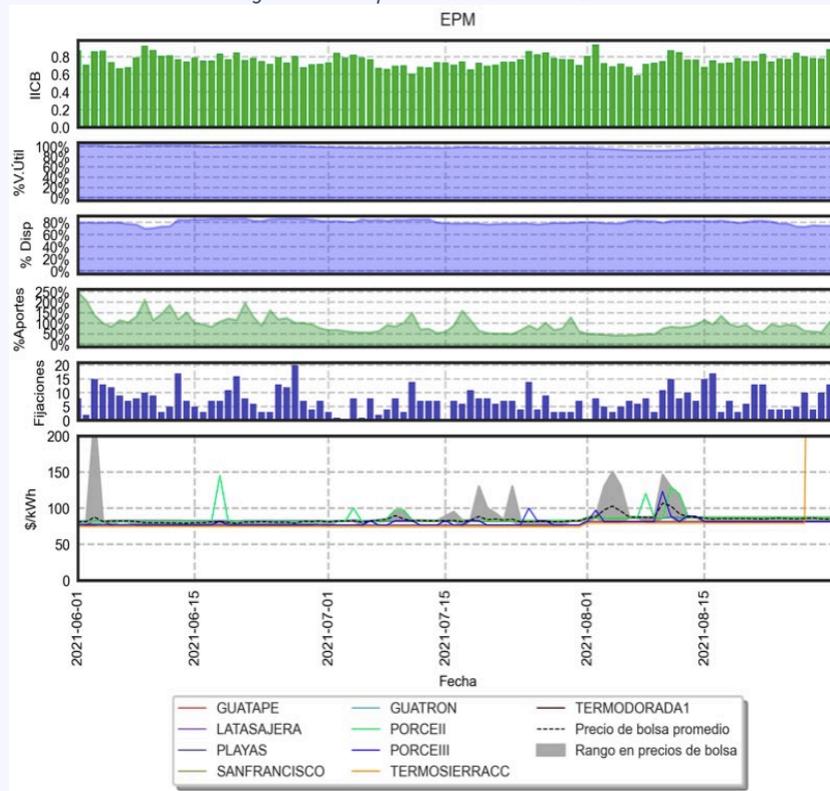
Finalmente, se observa que el agente tuvo una gran participación en la fijación de precio de bolsa, con 60 días en los que dicho agente fijó el precio de bolsa por más de 10 horas al día.

También se observa que en fecha 3 y 4 de Agosto de 2021, el agente aumentó su precio ofertado para la planta Pagua.



3.1.4.5. EPM

Figura 48. Comparación Indicadores EPM



durante los días 10, 11, 12 y 13 de agosto, el agente aumentó los precios de sus unidades Porce II y Porce III afectando tanto los precios de bolsa horarios como el promedio, resaltándose, que en estas fechas otras unidades del sistema se encontraban en mantenimiento.

Al analizar el IICB de EPM, se observa que, durante el periodo analizado, dicho indicador se encontró cerca de 0,76 lo que indica, que el agente tuvo muchos más ingresos por contratos que por bolsa.

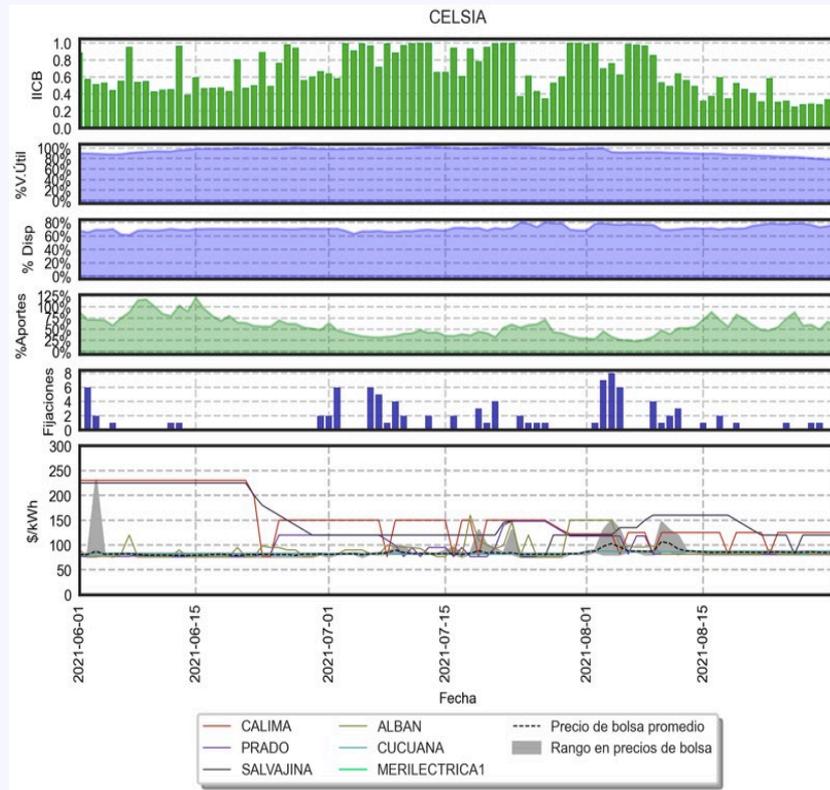
Así mismo, su volumen útil inició el periodo muy cerca al 100% disminuyendo a cerca del 90% a principios de agosto y aumentando nuevamente en la segunda quincena de este mes.

También se observa que en algunos momentos el agente aumentó los precios de algunas de sus plantas. Aunque en varias oportunidades no afectó la fijación de precios de bolsa del mercado, se observa que



3.1.4.6. CELSIA

Figura 49. Comparación de Indicadores Celsia



En cuanto a CELSIA, su indicador IICB indica que el agente tuvo mayores ingresos por bolsa durante agosto (promedio 0,55) y junio (0,61) comparado con julio (0,81), sin embargo, sus ingresos por contratos fueron mayores que sus ingresos por bolsa (IICB mayor a cero).

En relación al volumen útil, el mismo aumentó a cerca del 100% durante julio, disminuyendo en agosto. El agente contó con aportes hídricos importantes superando el 100% de su histórico (percentil 95), durante junio, mientras que en julio disminuyeron alrededor de 40%, aumentando nuevamente en agosto a valores cercanos al 75%.

En cuanto a los precios ofertados, este agente ha tenido por fuera de mérito las plantas Calima y Salvajina, lo cual no ha afectado en general la formación de precios de bolsa del mercado. Sin embargo, en algunos momentos del periodo, el aumento de precios ofertados para la planta Albán, han coincidido con mantenimientos programados de otras plantas hídricas, lo que produce aumentos en la fijación de precios de bolsa, particularmente, en horas de alta demanda.

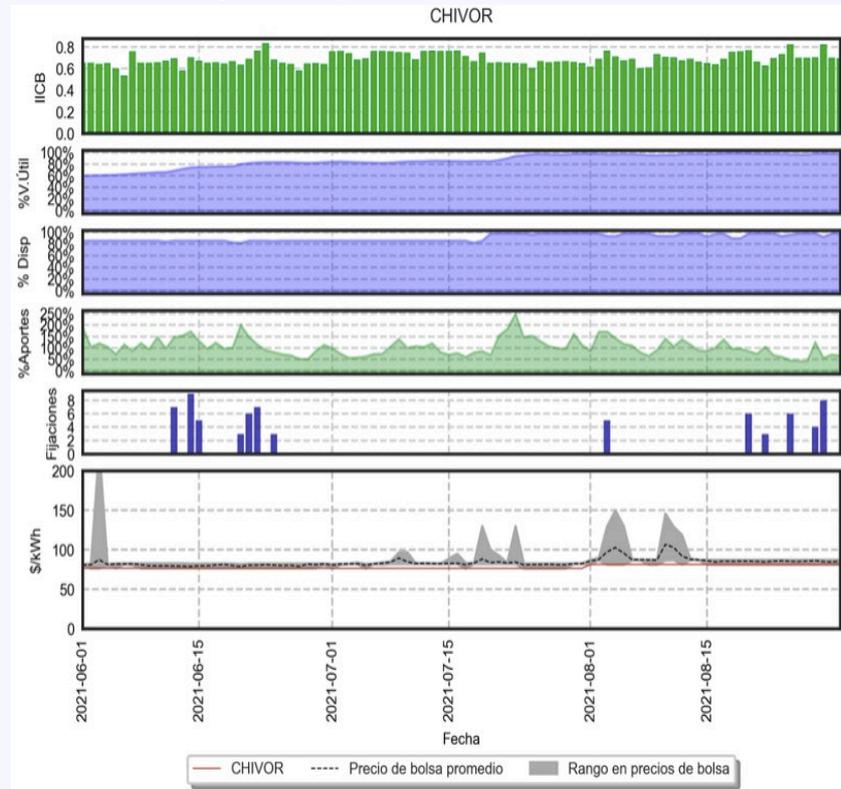


3.1.4.7. CHIVOR

CHIVOR tuvo el indicador IICB en 0,69 en promedio durante el periodo, confirmando que sus ingresos por contratos son mucho más altos que sus ingresos por bolsa.

Este agente, ha venido aumentando su volumen útil desde 60% al inicio del periodo analizado, hasta el 100% a mediados de Julio. No obstante, el agente ha mantenido su oferta con precios mínimos y, desde mediados de Julio, aumentó su disponibilidad al 100%, lo que ayudó a disminuir el impacto en la formación de precios de bolsa de los mantenimientos programados realizados en el periodo.

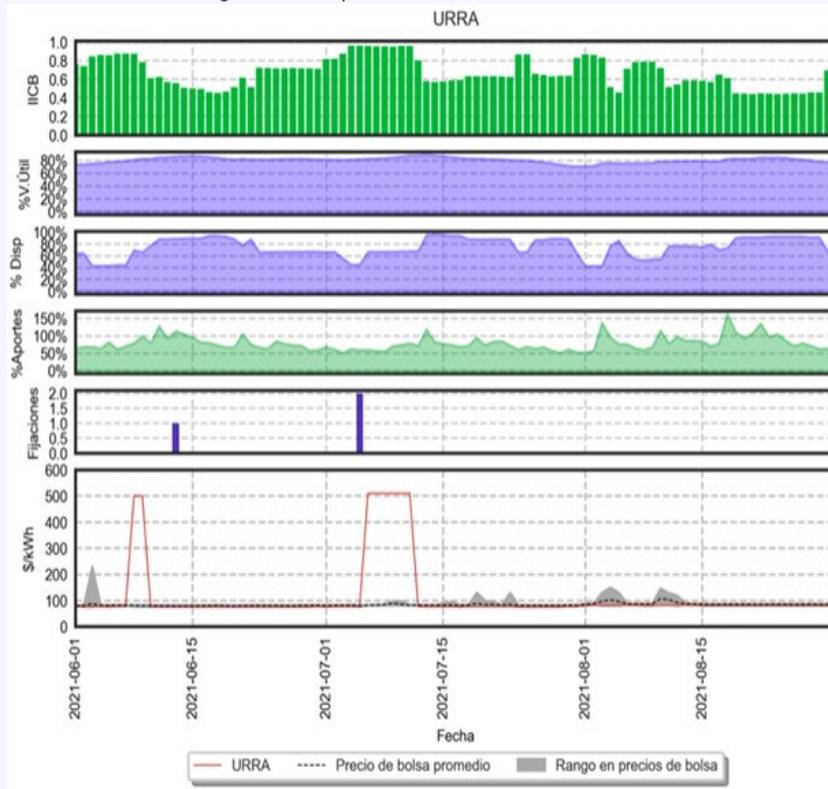
Figura 50. Comparación de Indicadores Chivor





3.1.4.8. URRRA

Figura 51. comparación Indicadores URRRA



aportes recibidos y a la gestión de su volumen útil.

Durante el trimestre, URRRA tuvo un IICB promedio de 0,67, y sus ingresos por bolsa dependieron de la disponibilidad ofertada principalmente, dado que la gran mayoría del tiempo este agente presentó precios mínimos, a excepción de los periodos de mantenimiento programado. En este sentido, cuando ofertaron una mayor disponibilidad, tuvieron más ingresos por bolsa, y así mismo, el indicador IICB disminuyó a valores entre 0,4 y 0,6.

Asimismo, el agente mantuvo un promedio de volumen útil cercano al 82% durante el trimestre, y es claro, que su disponibilidad declarada respondió en parte, al nivel de

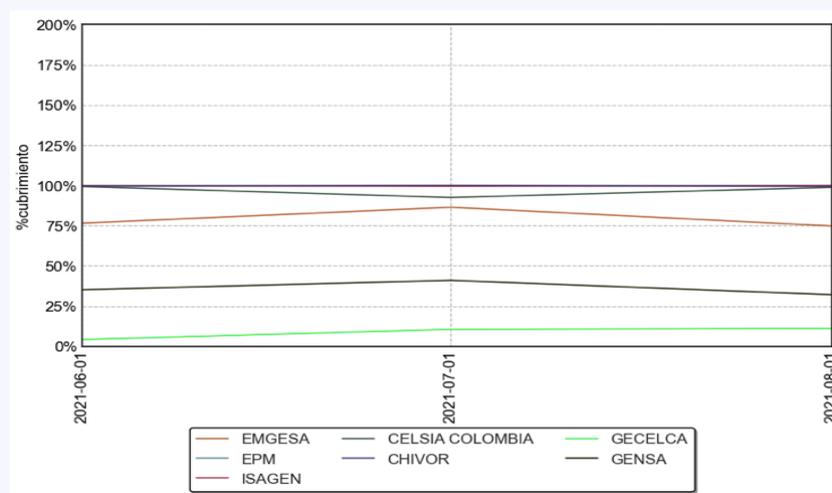


3.1.5. Indicadores para Agentes Generadores e Información de Contratación

3.1.5.1. Porcentaje de cubrimiento para agentes generadores

El porcentaje de cubrimiento para generadores, que define qué tanto de sus obligaciones de ventas de energía está cubierto con respaldos diferentes a compras en bolsa (que porcentaje de sus respaldos viene de generación propia y compras en contratos), estuvo por encima de 75% para los principales agentes generadores con portafolio hídrico. Por su parte los agentes térmicos a carbón como GENSA y GECELCA

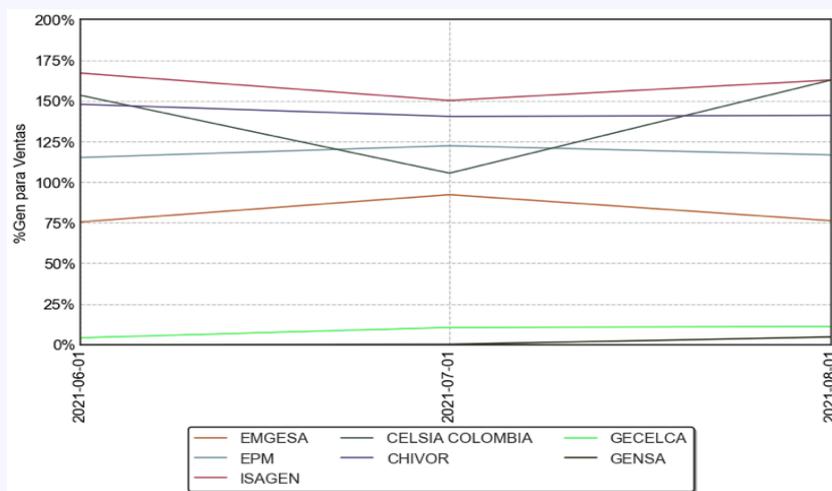
Figura 52 % Cubrimiento Generadores



tuvieron este indicador bastante bajo por debajo de 50%, aprovechando los bajos precios de bolsa del trimestre.

3.1.5.2. Generación para ventas para agentes generadores

Figura 53 % 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 por lo que muestra el potencial de un agente para vender excedentes de energía en bolsa. El agente que tuvo este indicador más alto fue ISAGEN, con un promedio para el periodo en el trimestre de 160%, seguido de CHIVOR (143%) y CELSIA COLOMBIA (140%) y EPM (118%). Estos agentes, tuvieron

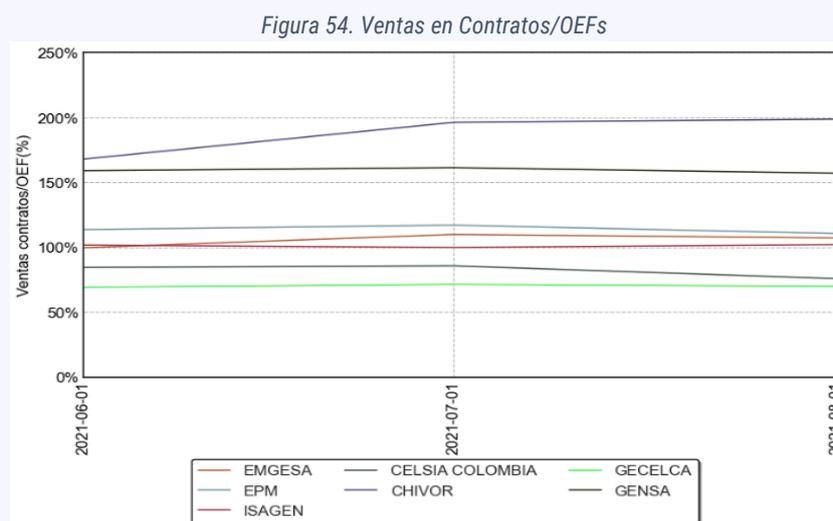
en el periodo, excedentes para vender en bolsa. Por su parte EMGESA tuvo este indicador en 81% lo cual indica que sus contratos los cubre con este porcentaje de generación propia. Finalmente, los agentes



GECELCA e ISAGEN tuvieron este indicador cerca a cero, lo cual indica que cubrieron sus contratos en bolsa, no con generación propia sino con compras de energía tanto en contratos como en bolsa.

3.1.5.3. Ventas en contratos vs Obligaciones de energía en firme

Este indicador refleja el porcentaje que el agente vende en contratos frente a sus obligaciones de energía firme asignadas. En este caso, se observa que los agentes CHIVOR y GENSA, tuvieron ventas en contratos por encima de 150% de sus obligaciones de energía en firme. Por su parte EPM, EMGESA e ISAGEN, tuvieron este indicador cercano al 100%. Finalmente, CELSIA (82% en promedio) y GECELCA (70% en promedio) fueron quienes tuvieron este indicador por debajo de 100%.



3.1.5.4. Análisis de Contratos por Agente

En esta sección se presenta el análisis de las variables asociadas a la contratación de los agentes generadores. El análisis se realiza 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 agosto 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 13 se presenta la relación de los agentes presentados en esta sección junto con su código de identificación.

La Tabla 14 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 128 TWh-año, la energía disponible según



ENFICC⁷ es de 75 TWh-año, y según la OEF es de 84 TWh-año; la energía despachada en los contratos a usuarios regulados es cercana a 36 TWh-año, y a usuarios no regulados es de 25,7 TWh-año, para un total cercano a 62 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 14) cercana a 66 TWh-año; sin embargo, la energía restante al utilizar la energía disponible según ENFICC y según OEF es de 13,2 TWh-año y 22,9 TWh-año, respectivamente.

Tabla 13. Siglas de Agentes

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

En la Tabla 14 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 26,4 TWh-año y su ENFICC y OEF son 13,7 TWh-año y 15,1 TWh-año, respectivamente.

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 14,7 TWh-año y por lo tanto su energía restante es cercana a 11,7 TWh-año. Al utilizar su energía según ENFICC y OEF, su energía restante es de -1 y 0,4 TWh-año, respectivamente. Un caso diferente es el del agente NTCG que tiene una energía estimada según disponibilidad de 0,18 TWh-año, y una energía vendida en contratos estimada en 1,7 TWh-año, lo que resulta en una energía restante negativa o un déficit para atender la energía

⁷ Considera los ajustes para el cálculo de la ENFICC dispuesto en la Resolución CREG 127 de 2020



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 48% se despacha en contratos y el 52% estaría disponible para ser transado en nuevos contratos o en el mercado spot. El porcentaje de energía disponible se reduce a cerca de 18% y 27%, respectivamente, al utilizar como referencia la energía según ENFICC y OEF.

Tabla 14. 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 vinculado	Energía contratos UR otros agentes	Energía contratos UNR vinculado	Energía contratos UNR otros agentes	Energía restante
ENDG	26442.78	13784.86	15106.33	4524.88	3963.87	4055.78	2206.43	11691.82
EPMG	26123.67	14595.82	15354.97	4052.28	5823.75	0.00	2041.04	14206.60
ISGG	21845.56	10090.38	11231.44	303.76	3179.97	4247.52	2848.84	11265.46
CHVG	6304.60	2879.21	2943.20	0.00	3596.68	685.22	529.47	1493.23
GECG	4818.36	5150.57	5040.20	0.00	1530.61	119.01	1418.72	1750.03
EPSG	8492.76	2429.18	4013.25	396.64	1544.97	0.00	8.52	6542.63
EMIG	0.00	0.00	0.00	1513.04	0.00	327.18	0.00	-1840.22
NTCG	187.04	0.00	178.61	0.00	1237.99	0.00	531.26	-1582.21
TERG	1369.88	1409.50	1331.83	0.00	1087.79	0.00	131.40	150.69
EMUG	1515.66	734.30	694.29	0.00	0.00	0.00	1209.80	305.85
Otros	30873.68	24217.64	29004.27	185.17	3328.85	384.61	4998.40	21976.65
Total	127973.98	75291.44	84898.41	10975.77	25294.47	9819.32	15923.88	65960.53

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

Por otro lado, las Tablas Tabla 15 a Tabla 17 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 vinculados⁸, y otros agentes.

La Tabla 15 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 (1683MWh), entregando 979 MWh a sus vinculados y 704 MWh a otros agentes, con una mayor participación en el mercado regulado (57%) versus el mercado no regulado (43%), y con más contratos tipo pague lo contratado - PC (1375,1 MWh) en contraste con los contratos pague lo demandado - PD (308,7 MWh).

⁸ 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.



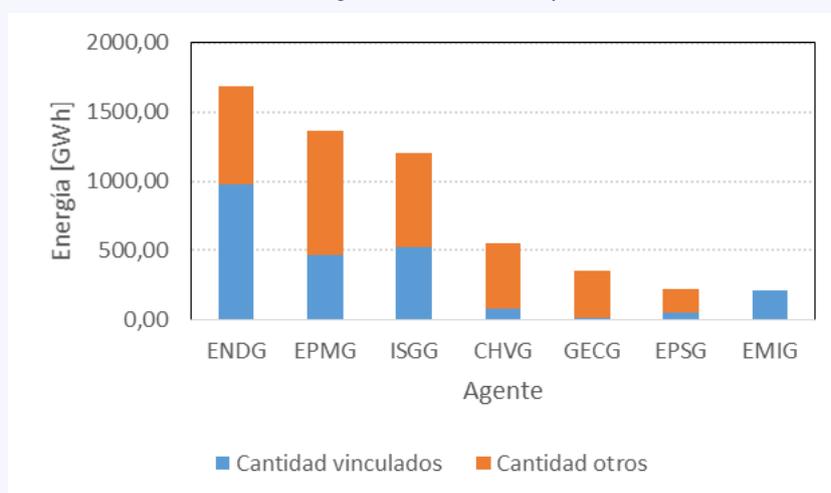
Tabla 15. Otras variables asociadas a la contratación por agentes vendedores vigentes al último día del periodo de análisis, en MWh.

Agente	Cantidad total	Cantidad vinculados	Cantidad otros	Cantidad regulado	Cantidad no regulado	Cantidad PD	Cantidad PC
ENDG	1683,9	979,53	704,37	969,03	714,86	308,75	1375,15
EPMG	1360,4	462,59	897,81	1127,4	233	146,09	1214,3
ISGG	1207,81	519,58	688,22	397,69	810,09	486,66	721,14
CHVG	549,24	78,22	471,02	410,58	138,66	0	549,24
GECG	350,27	13,59	336,68	174,73	175,54	15,71	334,56
EPSG	222,62	45,28	177,34	221,64	0,97	45,28	177,34
EMIG	210,07	210,07	0	172,72	37,35	0	210,07
NTCG	201,97	0	201,97	141,32	60,65	0	201,97
GASC	139,66	0	139,66	65,08	74,57	0	139,66
TERG	139,18	0	139,18	124,18	15	0	139,18
EMUG	138,11	0	138,11	0	138,11	0	138,11
HIMG	131,02	0	131,02	31,75	99,27	0	131,02
TYPG	126,17	0	126,17	85	41,17	0	126,17
LCSG	104,24	0	104,24	83,73	20,51	0	104,24
SOCG	96,03	0	96,03	0	96,03	3	93,03
SOEC	90,76	0	90,76	0	90,76	0	90,76
SPRG	86,73	0	86,73	57,27	29,47	0,17	86,56
HDPG	75,82	0	75,82	11,42	64,4	0	75,82
EMMC	67,75	0	67,75	56,47	11,28	0	67,75
GLMG	66,06	0	66,06	0	66,06	0	66,06
Total	7047,81	2308,86	4738,94	4130,01	2917,75	1005,66	5976,07

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

En la Figura 55 se muestra la energía contratada por los agentes generadores con mayor participación y que tienen contratos con agentes vinculados.

Figura 55 Energía contratada para los agentes vendedores con mayor participación en el mercado vigente al último día del periodo de análisis



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM



La Tabla 16 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.

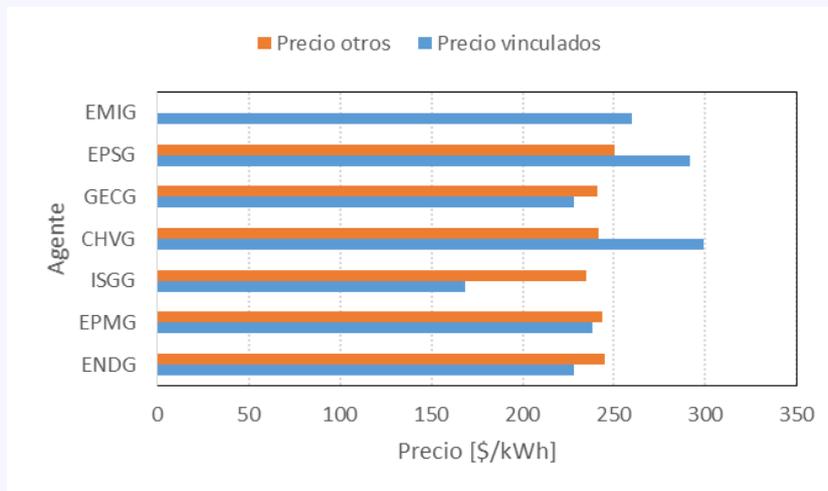
Tabla 16. Precios de los contratos para agentes vendedores vigentes al último día del periodo de análisis, en \$/kWh.

Agente	Precio total	Precio vinculados	Precio otros	Precio regulado	Precio no regulado	Precio PD	Precio PC
ENDG	235.15	228.19	244.83	255.91	207.00	189.16	245.47
EPMG	241.80	237.87	243.82	243.78	232.20	229.26	243.31
ISGG	206.32	168.47	234.89	242.41	188.60	163.41	235.28
CHVG	249.89	298.88	241.75	241.85	273.69	0.00	249.89
GECG	240.66	227.76	241.18	252.10	229.26	228.33	241.23
EPSG	258.57	291.42	250.19	258.83	198.90	291.42	250.19
EMIG	259.72	259.72	0.00	267.85	222.12	0.00	259.72
NTCG	249.12	0.00	249.12	254.30	237.03	0.00	249.12
GASC	249.24	0.00	249.24	253.37	245.63	0.00	249.24
TERG	251.72	0.00	251.72	252.96	241.50	0.00	251.72
EMUG	221.64	0.00	221.64	259.37	221.64	0.00	221.64
HIMG	225.66	0.00	225.66	229.48	224.44	0.00	225.66
TYPG	247.07	0.00	247.07	252.77	235.30	0.00	247.07
LCSG	229.77	0.00	229.77	226.90	241.48	0.00	229.77
SOCG	213.51	0.00	213.51	229.48	213.51	214.46	213.48
SOEC	221.00	0.00	221.00	252.77	221.00	0.00	221.00
SPRG	249.21	0.00	249.21	253.73	240.44	316.85	249.08
HDPG	229.10	0.00	229.10	241.14	226.97	0.00	229.10
EMMC	244.25	0.00	244.25	249.14	219.78	0.00	244.25
GLMG	201.98	0.00	201.98	254.30	201.98	0.00	201.98

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



Figura 56. 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 Figura 56 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. Sin embargo, se observa que, incluso, para los casos de CHVG

y EPSG los precios de los contratos con vinculados son mayores que para los demás contratos.

La Tabla 17 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 (83), seguido por ENDG (67) y EPMG (57). Igualmente, el agente que tiene la mayor cantidad de contratos con sus vinculados es EPMG (20), seguido por ENDG (14) y EMIG (5). Así mismo, los agentes que tienen la mayor cantidad de contratos regulados son TERG (46), ISGG (44), y NTCG (43); y los que tienen la mayor cantidad de contratos no regulados son ISGG (38), ENDG (30), 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 17 compara estas variables para los agentes generadores con mayor participación y que tienen contratos con agentes vinculados.



Tabla 17. Cantidad de contratos por agentes vendedores vigentes al último día del periodo de análisis⁹.

Agente	#C	#R	#RV	#RO	#N	#NV	#NO	#PD	#PDV	#PDO	#PC	#PCV	#PCO
ENDG	67	37	2	35	30	12	18	2	2	0	65	12	53
EPMG	57	41	20	21	16	0	16	2	0	2	55	20	35
ISGG	83	44	2	42	38	1	37	5	2	3	78	2	76
CHVG	45	36	0	36	9	1	8	0	0	0	45	1	44
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	49	43	0	43	6	0	6	0	0	0	49	0	49
GASC	17	8	0	8	9	0	9	0	0	0	17	0	17
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
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
SPRG	38	30	0	30	8	0	8	1	0	1	37	0	37
HDPG	7	5	0	5	2	0	2	0	0	0	7	0	7
EMMC	15	11	0	11	4	0	4	0	0	0	15	0	15
GLMG	3	0	0	0	3	0	3	0	0	0	3	0	3
	574	389	29	360	184	17	167	15	7	8	559	40	516

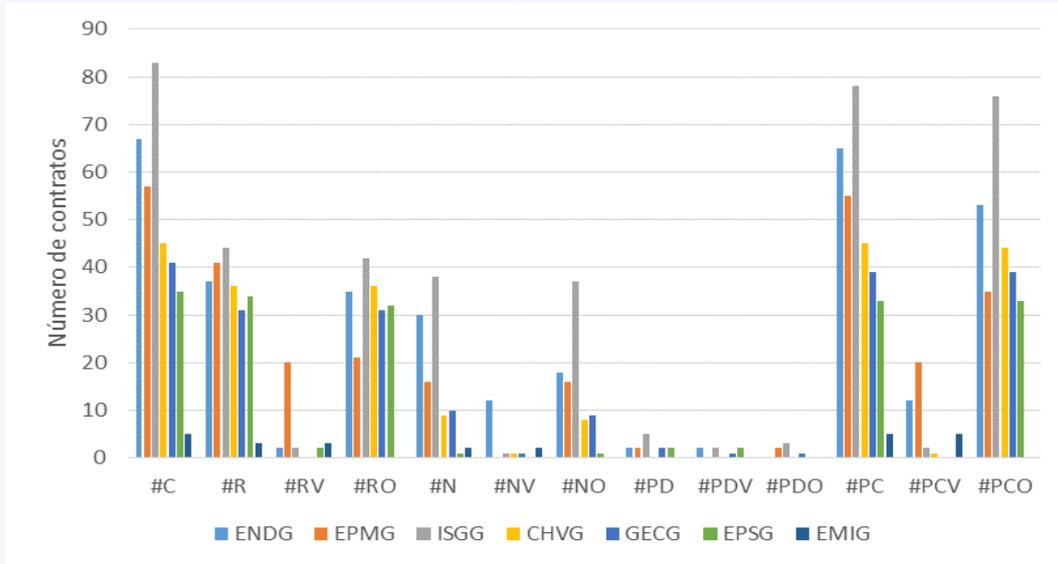
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

⁹ #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.



La Figura 57, muestra la cantidad de contratos de los agentes vendedores con mayor participación en el mercado

Figura 57 Cantidad de contratos de los agentes vendedores con mayor participación en el mercado vigente al último día del periodo de análisis



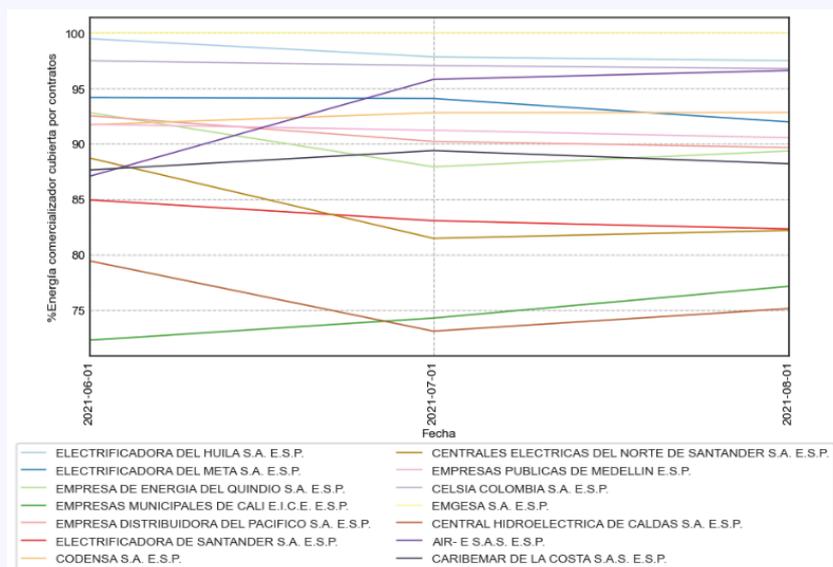
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM



3.1.6. Indicadores e información de contratación para Agentes Comercializadores

3.1.6.1. Porcentaje de cubrimiento para agentes Comercializadores

Figura 58 % de Cubrimiento para Comercializadores



El porcentaje de cubrimiento para comercializadores representa cuál es el porcentaje de energía que el agente no compra en bolsa, sino que está cubierta por contratos.

Para 9 de los 14 agentes que soportan el 80% de la demanda, este indicador fue superior al 90% en promedio. Estos agentes son EMGESA, ELECTROHUILA, CELSIA COLOMBIA, EMSA, EDEQ, DISPAC, EPM, CODENSA y AIR-E. Entre 80 y 90% de cubrimiento

se encontraron CENS, CARIBEMAR Y ESSA. Finalmente, CHEC y EMCALI tuvieron este indicador por debajo de 80%.

3.1.6.2. Contratos con destino al mercado regulado

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 19. 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 agosto de 2021 para estimar la cantidad de energía horaria que tiene un

Figura 59 Contratos con destino al mercado regulado por tipo de contrato en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM



contrato y, por otro lado, se obtiene el máximo promedio de precio diario en la ventana enero 1 de 2016 hasta el 31 de agosto de 2021 para estimar el precio de cada contrato.

Como se muestra en la Figura 59 de los 437 contratos que se tenían vigentes para el mercado regulado a finales de mayo 2021, la mayor concentración (411) 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 junio 2021. Entre mayo 2021 y agosto 2021 el número de contratos con destino al mercado regulado aumentó en 13. El detalle se muestra en la Tabla 18.

Tabla 18. Cantidad de contratos con destino al mercado regulado en el periodo de análisis.

	PD			PC		
	Iniciaron	Finalizaron	Total	Iniciaron	Finalizaron	Total
Mayo 2021	Referencia		26	Referencia		411
Junio 2021	0	0	26	16	6	421
Julio 2021	0	0	26	12	9	424
Agosto 2021	0	0	26	0	0	424

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

De los 450 contratos vigentes a 31 de agosto de 2021, 5,78% son del tipo pague lo demandado y 94,22% del tipo pague lo contratado. La cantidad de energía promedio horaria en contratos tipo pague lo contratado está alrededor de 4,43 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 248,7 \$/kWh, casi 20% menor que el precio promedio de los contratos pague lo demandado. El detalle se presenta en la Tabla 19.

Tabla 19. 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)
Pague lo Demandado	26	5.78	0.09	305.58
Pague lo Contratado	424	94.22	4.43	248.70

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



3.1.6.3. Contratos con destino al mercado no regulado

Figura 60. 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

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 junio 2021 a agosto de 2021.

La Figura 60 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 junio 2021. Entre mayo 2021 y agosto 2021 el número de contratos con destino al mercado no regulado aumentó en 14. El detalle se muestra en la Tabla 20.

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 150% mayor en la modalidad pague lo contratado (2,44 GWh). Los precios promedio ponderados para ambas modalidades tienen una diferencia cercana 45 \$/kWh, siendo mayor en la modalidad pague lo contratado (231,09 \$/kWh). El detalle se presenta en la Tabla 21.

Tabla 20. Cantidad de contratos con destino al mercado no regulado en el periodo de análisis.

	PD			PC		
	Iniciaron	Finalizaron	Total	Iniciaron	Finalizaron	Total
Mayo 2021	Referencia		21	Referencia		329
Junio 2021	0	0	21	11	1	339
Julio 2021	1	0	22	6	2	343
Agosto 2021	0	0	22	0	1	342

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



Tabla 21. 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)
Pague lo Demandado	22	6,04	0,98	186,06
Pague lo Contratado	342	93,96	2,44	231,09

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

3.1.6.4. Análisis Temporal de contratación

Adicionalmente, en esta sección se presenta un análisis de las variables de cantidad y energía de los contratos vigentes al finalizar el periodo de análisis, considerando y agrupando por su año de inicio. Lo anterior se realiza con el fin de identificar el comportamiento de contratos firmados recientemente y cómo evolucionan las variables mencionadas respecto a contratos firmados anteriormente. En el mercado de energía se encuentran contratos que fueron firmados antes del año 2015 y que tienen una energía considerable (0,95 GWh), sobre todo en el mercado no regulado, y que llamaremos contratos del grupo A (operativos y vigentes por más de 6 años). Los contratos que fueron firmados entre 2016 y 2019 los llamaremos del grupo B, y representan una energía de 0,73 GWh (operativos y vigentes entre 2 y 5 años), y finalmente los contratos firmados entre 2020 y 2021 que llamaremos del grupo C (con una energía de 6,25 GWh) y que representan contratos firmados más cercanos a las condiciones actuales del mercado. Las estadísticas de cantidad de energía y precio para cada año de análisis se presentan en la Tabla 22.

Tabla 22. Estadísticas de contratos de acuerdo con su año de inicio.

	Energía regulado	Energía no regulado	Precio regulado	Precio regulado PC	Precio regulado PD	Precio no regulado	Precio no regulado PC	Precio no regulado PD
Año inicio	GWh				\$/kWh			
2007	0,000	0,014	-	-	-	227,76	-	227,76
2008	0,000	0,485	-	-	-	163,12	-	163,12
2010	0,001	0,000	273,57	273,57	-	-	-	-
2012	0,000	0,005	-	-	-	216,98	216,98	-
2014	0,005	0,425	454,61	-	454,61	191,23	198,85	188,42
2015	0,000	0,021	-	-	-	222,21	222,21	-
2016	0,000	0,062	-	-	-	218,77	218,80	218,48
2017	0,000	0,043	-	-	-	218,36	218,36	-
2018	0,002	0,236	244,75	-	244,75	218,50	218,50	-
2019	0,002	0,388	276,94	-	276,94	229,72	223,01	474,67
2020	1,217	0,816	238,82	237,12	549,96	230,43	230,70	229,25
2021	3,295	0,924	253,58	253,04	276,58	243,49	243,57	227,06

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.

En las anteriores secciones de análisis de contratos se observó como el precio de contratos en el mercado no regulado es menor al precio de contratos en el mercado regulado, y como en el mercado no regulado el precio de contratos tipo pague lo demandado es menor al tipo pague lo contratado. Estas situaciones son atípicas siempre que la diferencia de precio entre mercado regulado y no regulado sea significativa, y



siempre que el precio de contratos tipo pague lo demandado sea menor a contratos tipo pague lo contratado. Existen diferentes hipótesis explicativas, y en esta sección se analizan algunas de ellas.

Respecto a la diferencia de precios del mercado regulado versus el no regulado, se analizan las variables del grupo C, ya que los demás grupos no tienen contratos con una cantidad de energía vigente considerable orientada al mercado regulado. De entrada, por el anterior hecho, se descarta que existan contratos de larga duración del mercado regulado que no reflejen las condiciones actuales del mercado. No obstante, si hay contratos de larga duración del mercado no regulado que pueden no reflejar esas condiciones actuales del mercado. El 50% de la energía de contratos del mercado no regulado se encuentra en el grupo C y la demás se encuentra en los grupos A y B. Se observa que el precio del mercado no regulado en los grupos A y B es menor a la del grupo C, lo cual si muestra que hay precios de contratos con condiciones de mercado diferentes a las actuales, que inciden en la formación de precio actual, y que pueden atraer hacia un valor inferior el precio de los contratos del mercado no regulado. Lo anterior es válido para el 50% de la energía de contratos de mercado no regulado. Sin embargo, para el 50% restante (grupo C) se observa que la formación de precio en promedio estuvo a favor del mercado no regulado en 8\$/kWh y 10\$/kWh, respectivamente para los años 2020 y 2021. Es decir, con condiciones de mercado iguales, la contratación de energía ha favorecido la formación de precios del mercado no regulado. En resumen, la diferencia de precios entre el mercado regulado y no regulado se puede explicar en un 50% por la permanencia de contratos de bajo precio del grupo A y B, pero el 50% restante muestra que aun en condiciones de mercado iguales, el mercado no regulado ha obtenido mejores precios de la energía.

En cuanto al segundo punto de interés, una posible explicación es que los contratos de larga duración, que pertenecen al grupo A, pueden no reflejar las condiciones actuales del mercado y afectar las variables mencionadas anteriormente, sobre todo en el caso del mercado no regulado. Los contratos del grupo A no tienen fuerte incidencia en la formación de precio del mercado regulado, pero si en el mercado no regulado y por ende se analizan los precios para este mercado. La Tabla 21 muestra que los contratos tipo pague lo demandado tienen un menor precio respecto a los contratos tipo pague lo contratado con un valor de diferencia 45\$/kWh aproximadamente. Al analizar el año 2008, se observa que el precio promedio de los contratos PD (0,48 GWh) fue de 163,12 \$/kWh y en el año 2014 (0,42 GWh) fue de 188,42 \$/kWh, valores menores al observado en el grupo C (228 \$/kWh). Es decir, el impacto de formación de precios bajos del grupo A en el mercado no regulado para contratos tipo PD se mantiene vigente por la cantidad de energía. No obstante, también se observa para el año 2014 que el precio de contratos de mercado no regulado tipo PC (198,85 \$/kWh) fue mayor al de tipo PD (188,42 \$/kWh), es decir que incluso con las mismas condiciones de mercado hubo un desbalance a favor del tipo PD. Esta misma situación se observa para los años 2020 y 2021. En promedio, los contratos tipo PC del mercado no regulado tienen un precio promedio mayor a los contratos tipo PD, aún en las mismas condiciones en las que fueron firmados. Es decir, efectivamente existe un efecto de disminución de precio de contratos del grupo A en el tipo PD, pero la diferencia de precios en el mercado no regulado en contratos tipo PC y PD no se explica únicamente por esa condición. El análisis de la formación de precio para el grupo C, muestra que existe una diferencia a favor de contratos tipo PD aun cuando las condiciones de mercado son las mismas. Este comportamiento muestra una asimetría en la valoración del riesgo que tienen los agentes en cuanto a los contratos tipo PC y PD del mercado no regulado.

Se resalta que el anterior análisis estuvo basado en los contratos vigentes, bajo los supuestos de análisis de la base de despacho de contratos, mencionados al inicio de la sección 3.1.6.2. En la próxima entrega de

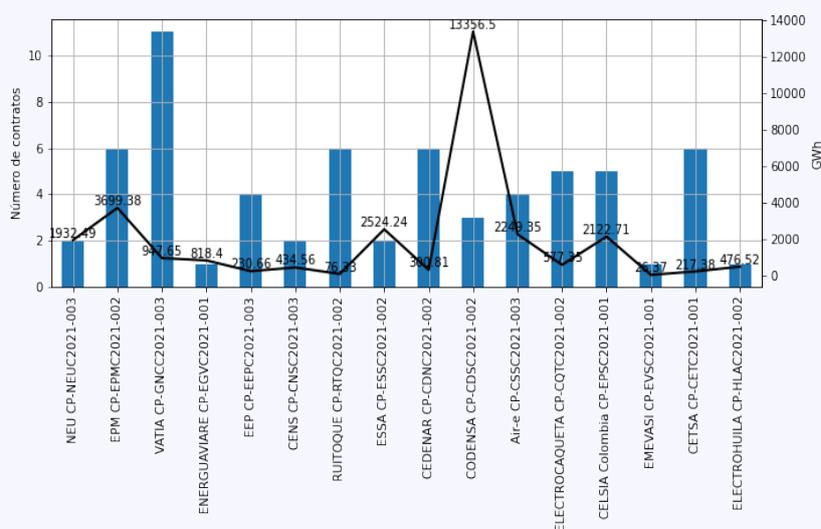


este boletín se realizará un análisis sobre otras hipótesis de comportamiento del mercado de contratos considerando todos los contratos que en algún momento estuvieron vigentes desde el año 2016.

3.1.6.5. Convocatorias Presentadas en el SICEP

Figura 61. Convocatorias SICEP

La Figura 61 muestra las convocatorias públicas registradas en el SICEP con fecha de publicación de pliegos definitivos en el periodo junio – agosto, donde las barras azules representan el número de contratos requeridos por el agente comprador en cada convocatoria, y la línea negra representa la cantidad de energía total requerida por el agente. En total se presentaron 16 convocatorias, de las cuales



VATIA CP-GNCC2021-003 presenta el mayor número individual de contratos con 11, y CODENSA CP-CDSC2021-002 requiere la mayor cantidad de energía total con 13356.53 GWh.

Por otra parte, la Tabla 23 muestra los contratos individuales para las convocatorias cerradas y adjudicadas al momento de la elaboración de este informe, estas convocatorias corresponden con RUITOQUE CP-RTQC2021-002, CODENSA CP-CDSC2021-002, CELSIA Colombia CP-EPSC2021-001, EMEVASI CP-EVSC2021-001 y CETSA CP-CETC2021-001. Es importante destacar que cada contrato contenido en las convocatorias se adjudica de manera individual, y no necesariamente se debe adjudicar la cantidad de energía demandada en los mismos. Tal es el caso del contrato CP-CDSC2021-002-PROD02 que corresponde con el contrato número 2 de la convocatoria de CODENSA CP-CDSC2021-002, el cual fue adjudicado con 0.9 GWh y presentaba una cantidad demandada de 3692 GWh, este contrato a su vez tiene el precio máximo de adjudicación con 255.9 \$/kWh. El precio mínimo de adjudicación fue para el contrato CP-RTQC2021-002-PROD01 de Ruitoque con 185.8 \$/kWh.

Tabla 23: convocatorias adjudicadas SICEP

Contratos	Cantidad de energía demandada GWh	Cantidad de energía adjudicada GWh	Precio promedio ponderado adjudicado (\$/kWh)
CP-RTQC2021-002-PROD01	4,0	4,0	185,8
CP-RTQC2021-002-PROD02	2,6	2,6	186,6
CP-RTQC2021-002-PROD03	15,6	15,6	245,0
CP-RTQC2021-002-PROD04	10,1	0,0	
CP-RTQC2021-002-PROD05	19,4	0,0	

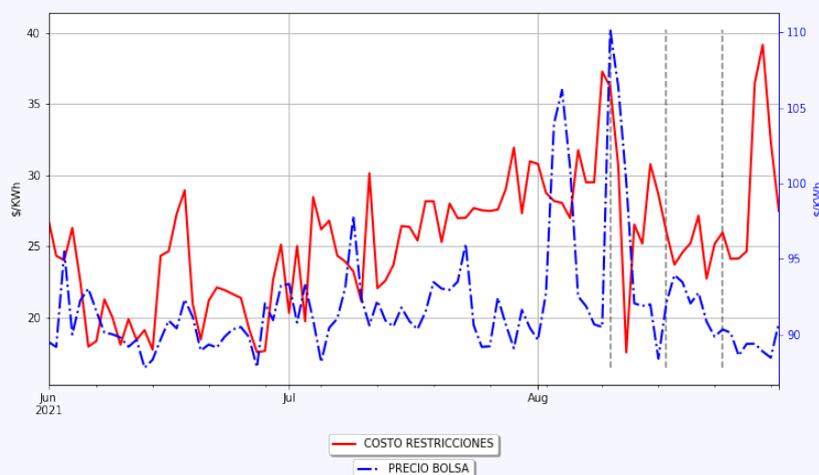


CP-RTQC2021-002-PROD06	13,0	0,0	
CP-CDSC2021-002-PROD01	3692,0	0,0	
CP-CDSC2021-002-PROD02	3692,0	0,9	255,9
CP-CDSC2021-002-PROD03	5972,0	0,0	
CP-EPSC2021-001-PROD01	204,4	102,2	218,1
CP-EPSC2021-001-PROD02	550,4	550,4	208,6
CP-EPSC2021-001-PROD03	458,9	458,9	204,4
CP-EPSC2021-001-PROD04	201,6	0,0	
CP-EPSC2021-001-PROD05	778,9	778,9	186,3
CP-EVSC2021-001-PROD01	26,0	13,0	240,9
CP-CETC2021-001-PROD01	4,5	0,0	
CP-CETC2021-001-PROD02	5,2	0,0	
CP-CETC2021-001-PROD03	93,8	93,8	208,0
CP-CETC2021-001-PROD04	39,3	39,3	202,8
CP-CETC2021-001-PROD05	21,2	0,0	
CP-CETC2021-001-PROD06	52,6	52,6	186,3

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM

3.1.7. Análisis Restricciones y Generación Fuera de Merito

Figura 62 Costo de Restricciones Vs Precio de Bolsa



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM

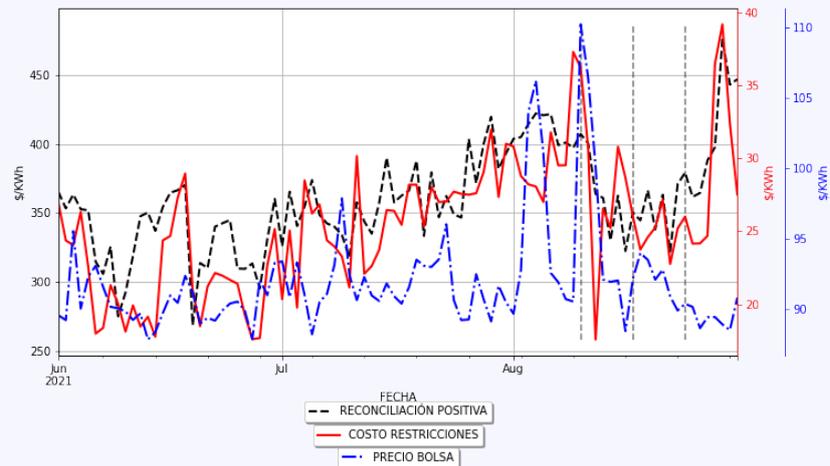
En la Figura 62 se pueden apreciar los comportamientos del costo de restricciones, referido al eje izquierdo, y el precio de bolsa, referido al eje derecho. El promedio del costo de restricciones se ubicó en 25.38 \$/kWh tendiendo a aumentar hacia el final del periodo. Así mismo, de igual manera que el volumen útil, los costos de restricciones tienen una correlación negativa con el precio de bolsa. Es importante resaltar que, aunque los costos de restricciones normalmente



están asociados con limitaciones de transmisión y congestión, el precio de bolsa también tiene una influencia relevante en el costo de las restricciones.

Complementariamente a la Figura 62, la Figura 63 presenta la reconciliación positiva, calculada en \$/kWh, referida a un eje adicional en la derecha, con el fin de mantener la escala de las variables y visualizar sus relaciones de manera más clara. Lo primero a resaltar es la relación directa entre los costos de restricciones y la reconciliación positiva, ya que ambas variables tienden a aumentar o disminuir en los mismos intervalos temporales.

Figura 63 Reconciliación Positiva vs Costo de Restricciones Vs Precio de Bolsa

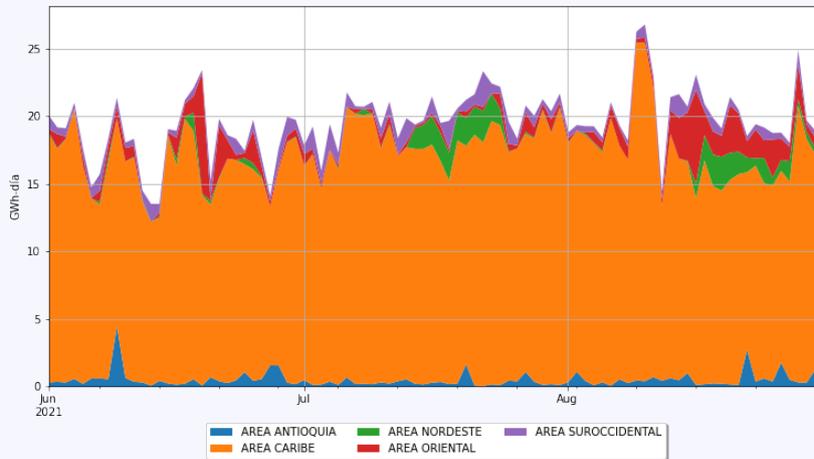


Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM

Esta correlación se debe principalmente a que la reconciliación positiva es el precio al que se remunerar las plantas que generan por encima de su programación en un día específico, y esta generación a su vez normalmente se debe a generación de seguridad requerida por restricciones en el sistema, especialmente en zonas como la costa Caribe. En línea con lo anterior, los costos de restricciones y la reconciliación positiva tienen una correlación negativa con el precio de bolsa, lo cual se sustenta en que la generación de seguridad es principalmente térmica, es decir, costos de generación altos. Por lo tanto, cuando el precio de bolsa aumenta, algunas plantas térmicas requeridas para la seguridad del sistema son despachadas en mérito, disminuyendo los costos de restricciones, ya que como se acaba de mencionar, estas salen comisionadas por mérito en el despacho económico y se remuneran con el precio de bolsa. En el mismo sentido, la reconciliación positiva también disminuye al aumentar el precio de bolsa, ya que, debido a sus altos costos de generación, usualmente muchas plantas térmicas quedan despachadas por mérito; pero en el caso de quedar despachadas, su desviación frente a la generación programada tiende a ser menor, disminuyendo de esta manera la reconciliación positiva obtenida.



Figura 64 Comportamiento de la Generación Fuera de Merito por Área



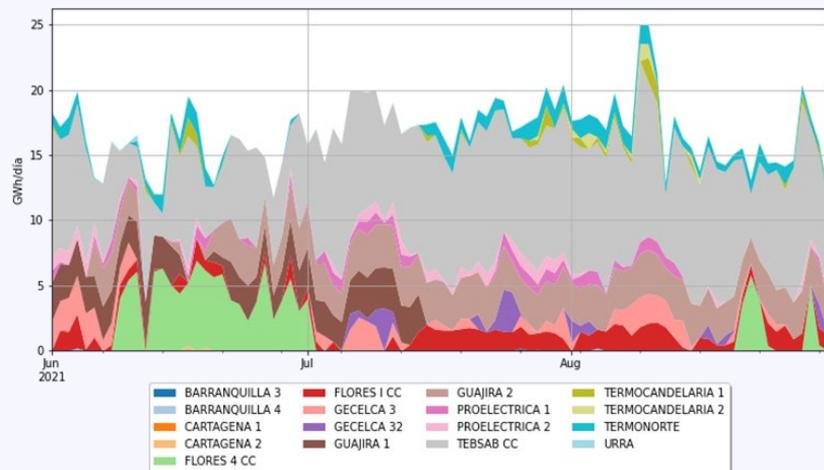
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM

En la Figura 64 se puede visualizar el comportamiento de la generación fuera de mérito por área, la cual tiene un promedio de 19.56 GWh-día para el trimestre, y cuenta con participaciones por área de 2.66 % para Antioquia, 85.88 % para Caribe, 3.03 % para Nordeste, 5.19 % para Oriental y 3.63 % para Suroccidental. El pico más alto se presentó el día 10 de agosto con 26.8 GWh-día debido al mantenimiento en el transformador Caracolí 150

MVA, el mantenimiento en la barra de Sabanalarga 220 kV y el mantenimiento en la línea Termoflores – Nueva Barranquilla 220 kV.

La generación diaria fuera de mérito para el área Caribe se presenta en la Figura 65, la cual cuenta con un promedio de 16.8 GWh-día. De la figura se puede destacar una participación constante de plantas térmicas como Tebsa y Guajira 2. Por otro lado, de manera recurrente se requieren plantas como Flores 1, Flores 4, Guajira 1, Gecelca 3, Gecelca 32, Proeléctrica 1, Proeléctrica 2, Termonorte y Termocandelaria 1. La generación fuera de mérito de estas plantas se enmarca en la generación de seguridad necesaria para el correcto funcionamiento del área Caribe.

Figura 65 Generación Fuera de Merito Caribe

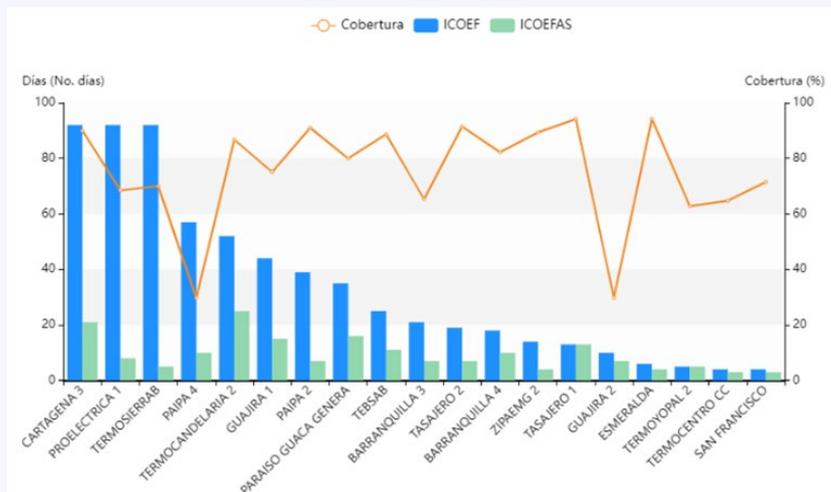


Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM



3.1.8. Seguimiento Indicadores de disponibilidad y obligaciones de energía firme

Figura 66. ICOEF e ICEFAS



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM

La Figura 66 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, el cual corresponde con el Indicador ICOEF, bajo el supuesto que dicha disponibilidad indica el estado real de una planta de generación y que en un momento específico podría no estar en la capacidad de generar la energía

asignada bajo el esquema de Cargo por Confiabilidad.

Por otro lado, considerando los mecanismos llamados anillos de seguridad, entre los que se encuentran los contratos de respaldo y la Demanda Desconectable Voluntaria, el agente puede mitigar esta posible deficiencia en su capacidad de generación y eventualmente cubrir sus OEF. Los anillos de seguridad que gestionen los agentes se ven reflejados en la demanda comercial que las plantas declaran, de la cual se hace seguimiento mediante el indicador ICOEFAS.

Para entender un poco mejor el funcionamiento de estos indicadores, se presentan en la Tabla 24 los resultados detallados de las 19 plantas analizadas. En el caso de la planta Cartagena 3, el indicador ICOEF es de 93 días, es decir, de los 93 días del intervalo de análisis (trimestre junio – agosto), en ninguno tuvo una disponibilidad real superior a sus OEF asignadas. Ahora, si comparamos su indicador ICOEF con el ICOEFAS, vemos que el segundo disminuye a 21 días, por lo tanto, el agente que representa esta planta gestionó cubrimientos mediante anillos de seguridad para los 71 días que resultan de la diferencia de ambos indicadores para cumplir con sus OEF asignadas, permitiendo mantener un cubrimiento del 89.94 % de las mismas.

Tabla 24: ICOEF e ICOEFAS por planta

Planta	ICOEF	ICOEFAS	% cobertura
CARTAGENA 3	92	21	89,94
PROELECTRICA 1	92	8	68,45
TERMO SIERRAB	92	5	70,02
PAIPA 4	57	10	29,71
TERMO CANDELARIA 2	52	25	86,7



GUAJIRA 1	44	15	75,09
PAIPA 2	39	7	90,98
PARAISO GUACA GENERA	35	16	79,92
TEBSAB	25	11	88,65
BARRANQUILLA 3	21	7	65,27
TASAJERO 2	19	7	91,42
BARRANQUILLA 4	18	10	82,2
ZIPAEMG 2	14	4	89,33
TASAJERO 1	13	13	94,18
GUAJIRA 2	10	7	29,82
ESMERALDA	6	4	94,18
TERMOYOPAL 2	5	5	62,78
TERMOCENTRO CC	4	3	64,73
SAN FRANCISCO	4	3	71,47

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM

Por otro lado, las plantas con mayor ICOEFAS son Termocandelaria con 25, Cartagena 3 con 21 y Paraíso Guaca con 16, mientras que los niveles mínimos de cobertura son para Paipa 4 con 29.71 %, Guajira 2 con 29.82 % y Termoyopal 2 con 62.78 %. Es importante resaltar que el ICOEFAS se debe analizar en conjunto con el porcentaje de cobertura de las OEF, ya que un alto ICOEFAS y una baja cobertura de estas obligaciones podría poner en riesgo el funcionamiento del sistema en caso de activarse el mecanismo de Cargo por confiabilidad, pero los indicadores analizados de manera individual pueden dar señales equivocadas. Por otra parte, es importante mencionar que solo las plantas Guatron y Jaguas corresponden con plantas hidráulicas, por lo que 16 de las 19 plantas corresponden con plantas térmicas.

Finalmente, es de resaltar que este es un indicador preventivo, que permite dar señales oportunas acerca del funcionamiento de las plantas en el Sistema Interconectado a los organismos interesados. Es decir, las plantas no incurren de ninguna manera en incumplimiento regulatorio al presentar valores no deseables en estos indicadores.

3.2. Análisis de Variables del Mercado de Energía Eléctrica

3.2.1. Mercado de Energía Eléctrica

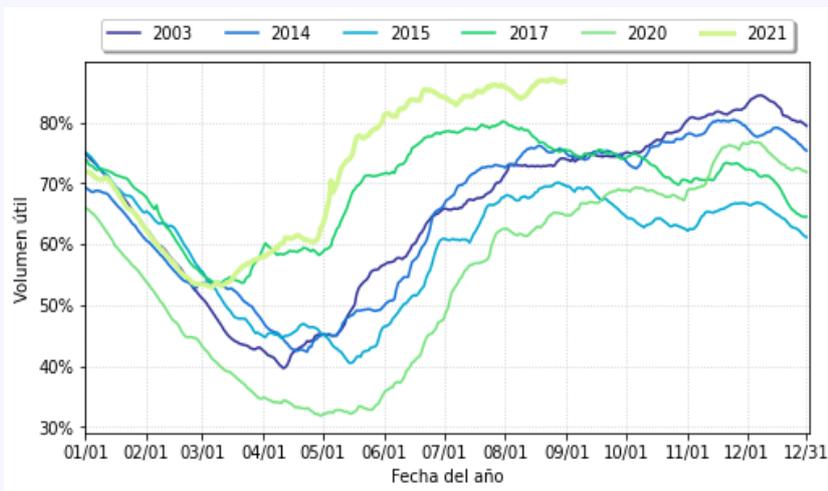
En esta sección se revisan las principales variables del mercado de energía eléctrica, con información tomada principalmente del operador del mercado, XM S.A. E.S.P., y que sirve como base para la elaboración de los indicadores desarrollados en este documento relacionados con energía eléctrica.



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.

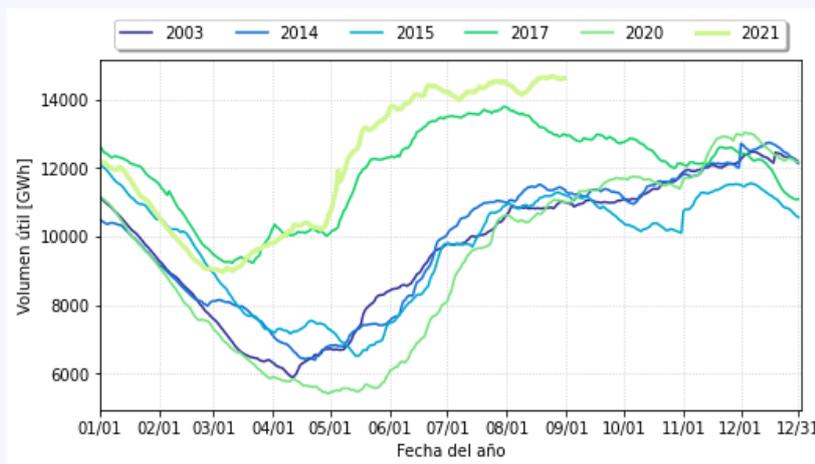
3.2.1.1. Oferta – Nivel Embalse

Figura 67. Volumen útil diario del embalse agregado en porcentaje en el periodo de Análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM

Figura 68. . Volumen útil diario del embalse agregado en energía en el periodo de análisis.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM

La Figura 67 y la Figura 68 muestran el comportamiento del embalse agregado, a partir de la evolución del volumen útil diario¹⁰, 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 relevantes¹¹ (2003, 2014, 2015, 2017, y 2020).

En la Figura 67, el porcentaje corresponde a la relación entre el volumen útil diario y la capacidad útil del embalse. Para el periodo analizado (junio 2021 – agosto 2021), el nivel de embalse estuvo por encima de los demás años de referencia, presentando un crecimiento aproximado de 7%, pasando de 80% a principios de junio y llegando a 87% a final de agosto. Este comportamiento se dio principalmente por un fuerte aumento en los aportes hídricos medios que se han presentado en todo el país.

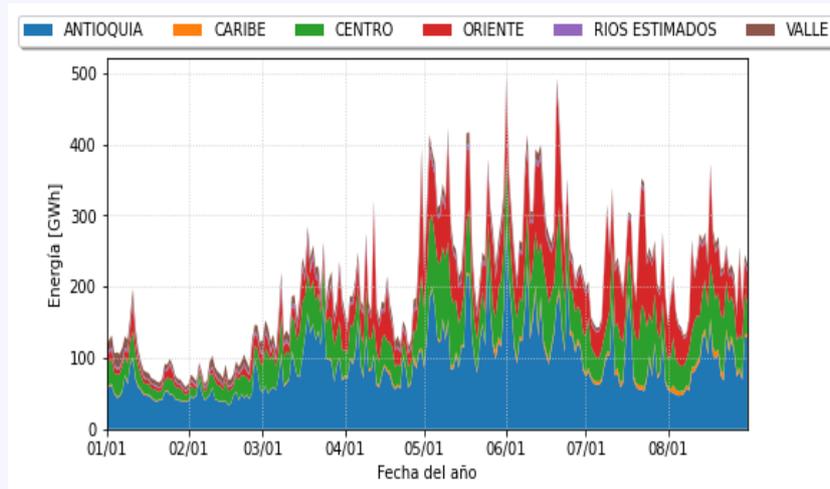
¹⁰ Volumen útil diario: Volumen almacenado en el embalse por encima del Nivel Mínimo Técnico.

¹¹ Los años 2003, 2014, 2015, y 2020 se consideran años con bajos aportes, mientras que el año 2017 se consideró un año húmedo.



Respecto al nivel de embalse en energía (Figura 68), 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 69 Aportes de energía por región en el periodo de análisis.

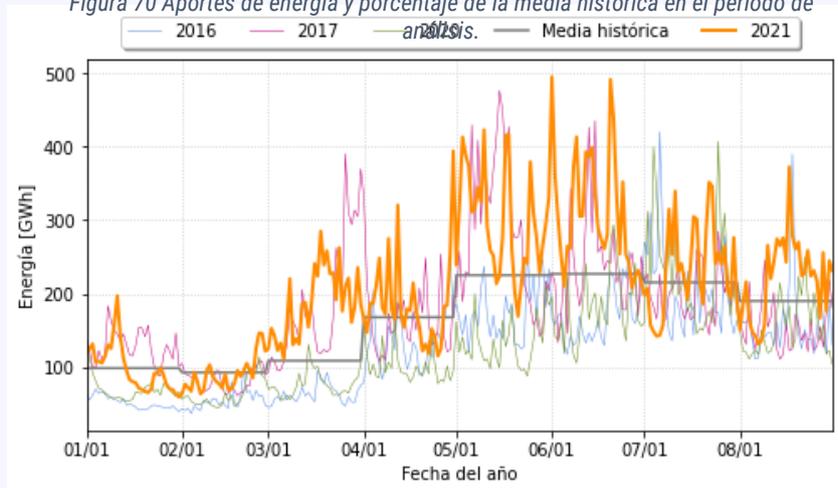


Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM

La Figura 69 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 126 y 495 GWh-día aproximadamente, y el mes de análisis con mayor cantidad de aportes fue junio 2021 (promedio cercano a 315 GWh-día), mientras que julio y agosto 2021 tuvieron un promedio cercano a 230 GWh-día.

Por otro lado, la Figura 70 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 mayor a la que se presentó en el año 2017; así mismo, los aportes estuvieron por encima de la media histórica en el periodo de análisis, y en una mayor proporción en el mes de junio.

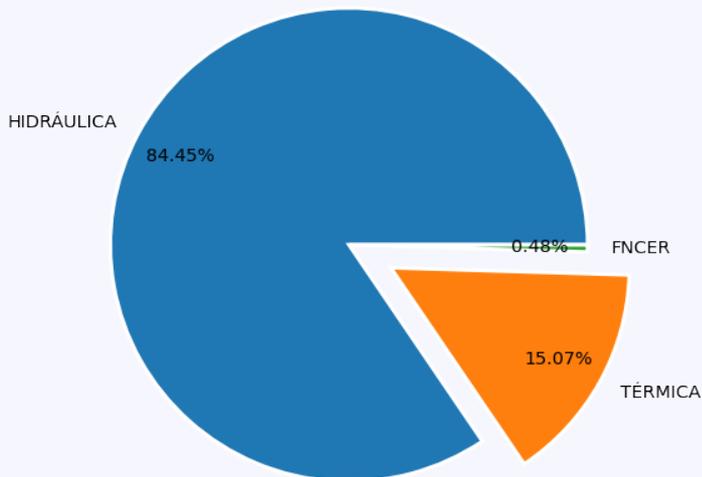
Figura 70 Aportes de energía y porcentaje de la media histórica en el periodo de análisis.





3.2.1.2. Oferta – Generación de Energía por Recurso

Figura 71. Participación generación

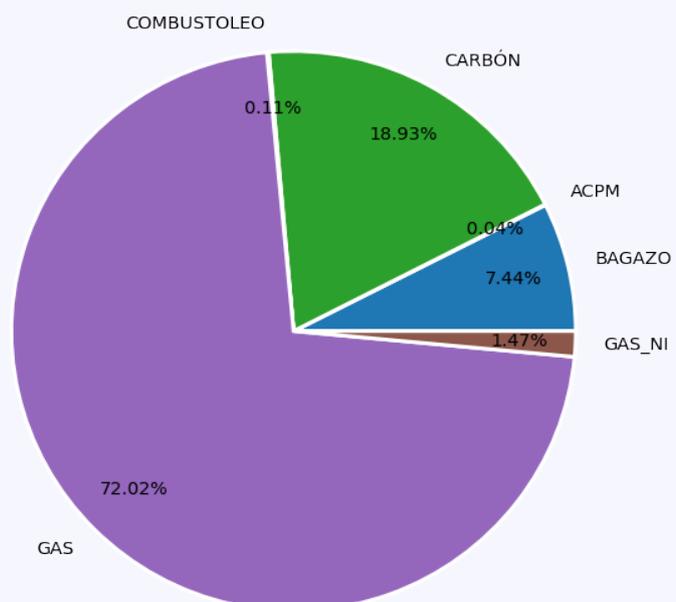


Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM

En la Figura 71 se observa la participación de la generación total agrupada en las categorías de hidráulica, térmica y FNCER (eólica, solar y biomasa). Para el trimestre se obtuvo que el porcentaje de participación del recurso hídrico fue de 84.45 %, mientras que los combustibles fósiles contribuyeron con un 15.07 % y las FNCER representaron un 0.48 %. La elevada participación de la componente hídrica del sistema se debe principalmente a los altos aportes presentados en el sistema para el periodo junio – agosto de 2021.

Si se analiza de manera independiente la componente térmica de la generación, tal como se muestra en la Figura 72, podemos ver que la mayor participación corresponde con el gas natural nacional, representando un 71.99 % de la generación térmica total del sistema. El segundo combustible más usado en el trimestre es el carbón con 18.92 %, seguido del bagazo con 7.44 % y el gas natural importado con 1.47 %. Esta participación importante de recursos térmicos, especialmente el gas natural nacional, se sustenta en la necesidad de generación de seguridad en regiones como la Costa Caribe.

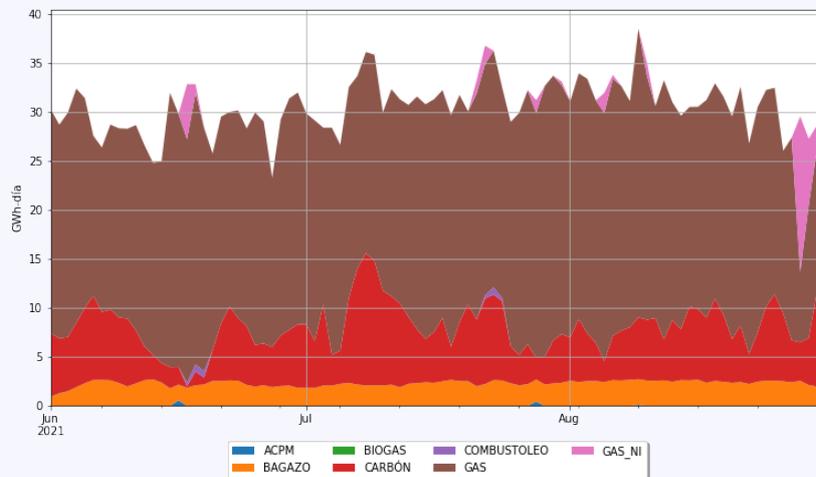
Figura 72. Generación térmica por combustible



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM



Figura 73 Generación Térmica por Combustible



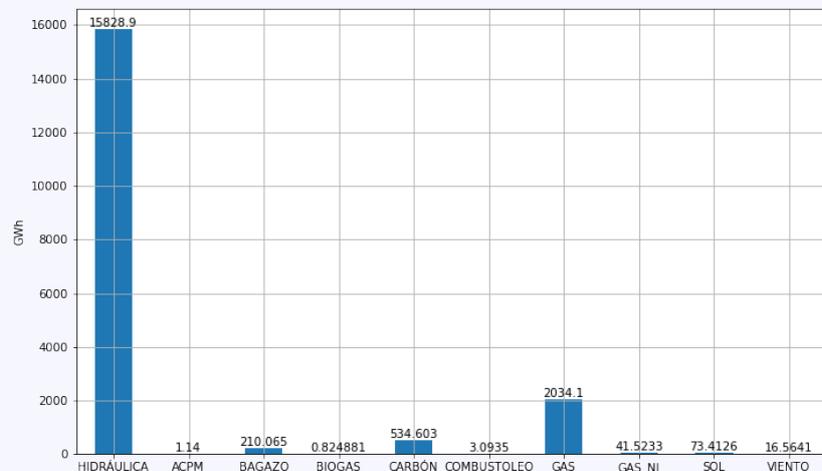
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM

El comportamiento diario de la generación térmica se puede visualizar en la Figura 73, la cual tiene un promedio de 30.7 GWh-día. En la figura se puede apreciar un consumo regular de bagazo, y a su vez se destaca un pico de participación del carbón al inicio del mes de julio. Por otra parte, debido a los mantenimientos presentados en la planta de gas Cupiagua al final del mes de agosto, se presentan consumos importantes de gas natural importado y reducciones

del consumo de gas natural nacional por parte del parque térmico.

Figura 74. generación acumulada por tipo de recurso

Finalmente, en la Figura 74 se muestra la generación acumulada de cada fuente de generación de manera independiente, donde se puede ver claramente la amplia participación de la componente hidráulica respecto a las demás fuentes de energía, aportando 15.82 TWh de los 18.74 TWh totales generados.

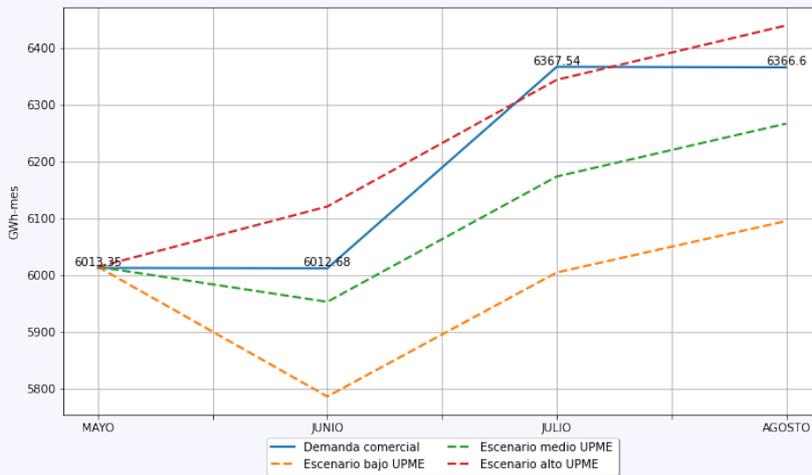


Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM



3.2.1.3. Demanda

Figura 75. Evolución de la demanda y escenarios de proyección UPME

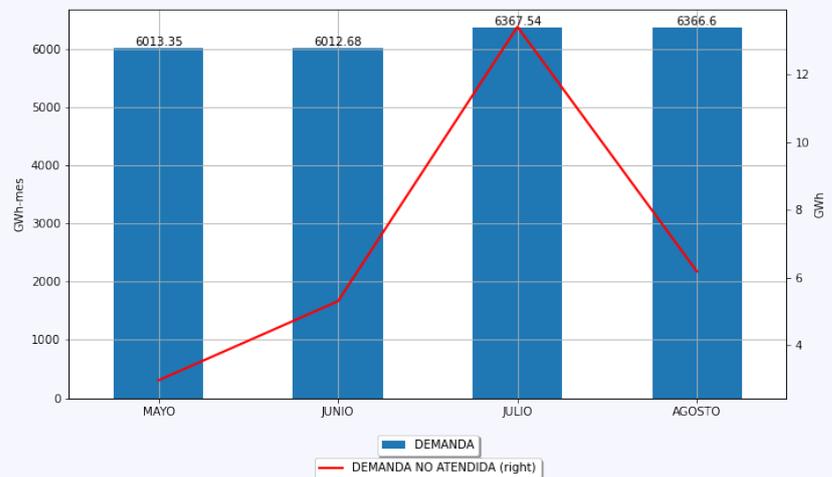


La Figura 75 muestra la evolución de la demanda comercial mensual comparada con las proyecciones elaboradas por la UPME y publicadas en junio de 2021. A partir del mes de mayo se toman las proyecciones de demanda en escenarios bajo, medio y alto, y se comparan con la demanda real del sistema, obteniendo que para los meses de junio y agosto la demanda se ubicó por encima del escenario medio proyectado,

y para el mes de julio es superior al escenario alto, con una demanda para este mes de 6367.54 GWh-mes.

Por otro lado, la Figura 76 muestra la demanda agregada mensual en las barras azules referida al eje izquierdo, mientras que la demanda no atendida se presenta con la línea roja referida al eje derecho. Si se comparan las demandas para todos los meses, se obtiene un comportamiento relativamente estable, donde entre junio y julio se da un incremento de 5.57 %, para finalmente mantenerse constante en el mes de agosto con 6366.6 GWh-mes. En cuanto a la demanda no atendida, el pico más importante se presenta en el mes de julio con 13 GWh, debido principalmente a la consignación de emergencia en la línea Samore - Toledo 1 230 kV.

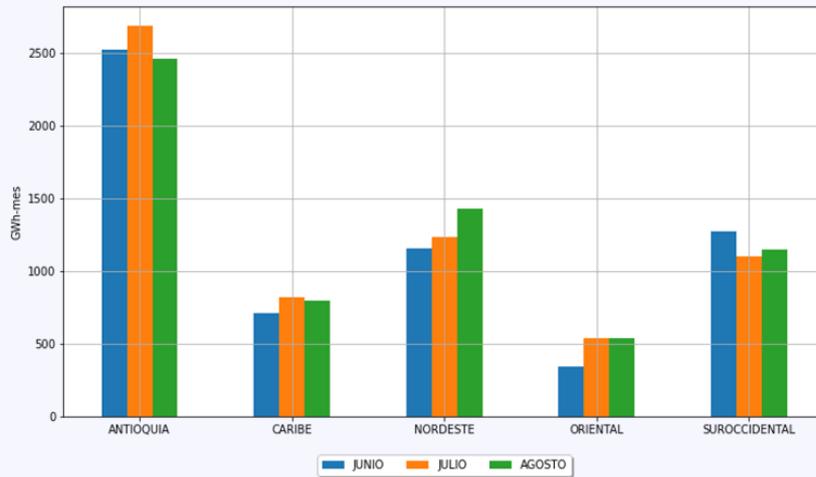
Figura 76 Demanda mensual y demanda no atendida



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM



Figura 77. Demanda por región



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM

resaltar que esta agrupación de regiones corresponde con la clasificación utilizada por XM en la presentación de la información en el Portal BI.

Respecto a la demanda por región, la Figura 77 muestra la demanda para el periodo junio – agosto, donde la región con mayor participación en la demanda corresponde a Antioquia con 40.8%, seguido de Nordeste 20.3% y Suroccidental con 18.78%. Por otra parte, las regiones Noreste, Oriental y Suroccidental presentan un crecimiento en la transición de julio a agosto, mientras que las regiones de Antioquia y Caribe presentan un decrecimiento para los mismos meses. Es importante

3.2.1.4. Eventos de indisponibilidad en la infraestructura de energía eléctrica

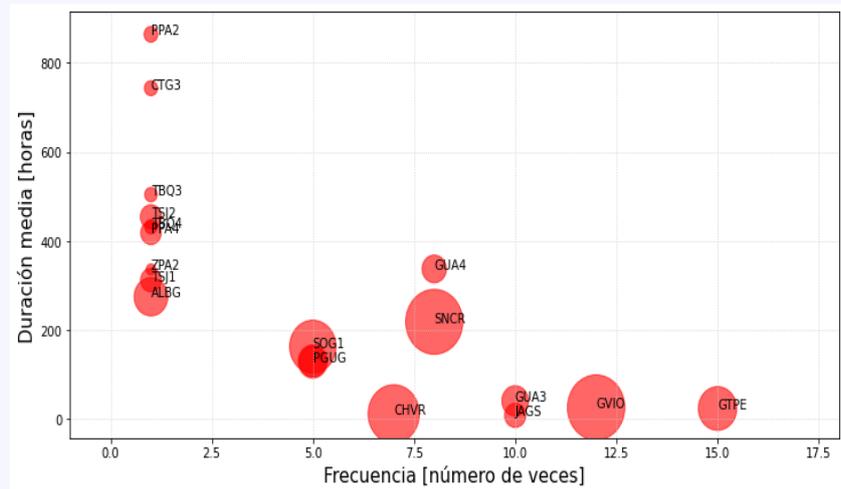
En esta sección se consideran los eventos de indisponibilidad que se presentan en las plantas de generación y en la red de transmisión del Sistema Interconectado Nacional – SIN, para el periodo de análisis, mostrando para cada uno la duración y frecuencia de los eventos, así como los activos que presentaron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



• Indisponibilidad de plantas de generación

La Figura 78 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 programados¹². 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

Figura 78. 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

eventos como mantenimientos programados de larga duración, no obstante que dichos mantenimientos son necesarios para disminuir las tasas de fallas y garantizar la operación segura del sistema.

Así mismo, la Tabla 25 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 15 mantenimientos y una duración media cercana a 24 horas, seguida por Guavio con 12 mantenimientos y duración media de 26 horas. Por otro lado, Paipa 2 presentó un mantenimiento con una duración media de 864 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.

¹² 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.



Tabla 25. Duración media y frecuencia de indisponibilidades debidas a mantenimientos programados en el periodo de análisis.

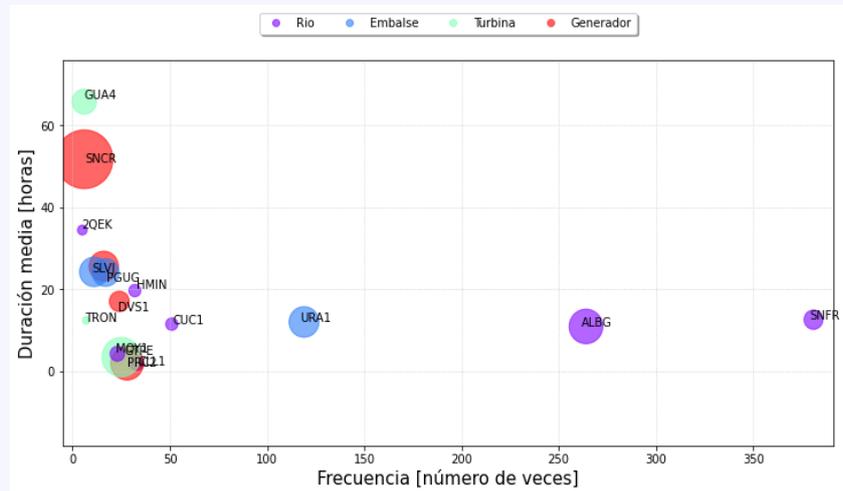
Nombre	Código	Duración (h)	Frecuencia
ALBAN	ALBG	274.58	1
AMOYA LA ESPERANZA	MOY1	9.35	1
BARRANQUILLA 3	TBQ3	504	1
BARRANQUILLA 4	TBQ4	432	1
BETANIA	CHBG	43.23	3
CARTAGENA 3	CTG3	743	1
CHIVOR	CHVR	11.61	7
CUCUANA	CUC1	204	1
DARIO VALENCIA SAMPER	DVS1	69.46	3
ESMERALDA	ESMR	40.08	2
GUADALUPE III	GUA3	40.8	10
GUADALUPE IV	GUA4	337.25	8
GUATAPE	GTPE	23.77	15
GUAVIO	GVIO	25.96	12
JAGUAS	JAGS	8.2	10
LA GUACA	PGUG	129.34	5
LA TASAJERA	LTSJ	23.88	2
MIEL I	HMLG	4.88	3
PAIPA 2	PPA2	864	1
PAIPA 4	PPA4	418.03	1
PARAISO	PGUG	129.34	5
PLAYAS	PLYS	155.14	3
PORCE II	PRC2	184	1
PORCE III	PRC3	39.08	1
SALTO II	2QEK	106.41	2
SAN CARLOS	SNCR	218.37	8
SOGAMOSO	SOG1	162.73	5
TASAJERO 1	TSJ1	312.07	1
TASAJERO 2	TSJ2	454.22	1
TERMOCANDELARIA 2	TCD2	4.22	3
TERMOCENTRO CC	TRM1	16	1
TERMODORADA 1	TDR1	10	1
TERMOYOPAL G3	TYP3	43.95	2
TERMOYOPAL G4	TYP4	81	1
TRONERAS	TRON	26.48	1
ZIPAEMG 2	ZPA2	336	1

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



La Figura 79 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 381 eventos, seguida por Albán y Urrá, con valores de 264 y 119 eventos en el periodo de análisis; mientras que la planta que presenta la mayor duración media de indisponibilidades es Guadalupe IV (65,7 horas), seguida por San Carlos (51,7 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 40 horas y cantidad de indisponibilidades cercana o inferior a 50 veces.

Figura 79. 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

Adicionalmente, en la Figura 79 se observa múltiples indisponibilidades están relacionadas con el recurso primario de generación (i.e. rio y embalse), y se presentan eventos por inconvenientes en turbina y generador.

La Tabla 26 muestra los datos de duración media y frecuencia para las plantas hidroeléctricas que presentaron los mayores valores en ambos ítems.



Tabla 26. Duración media y frecuencia de indisponibilidades de plantas hidroeléctricas debidas a diferentes tipos de salidas forzadas en el periodo de análisis.

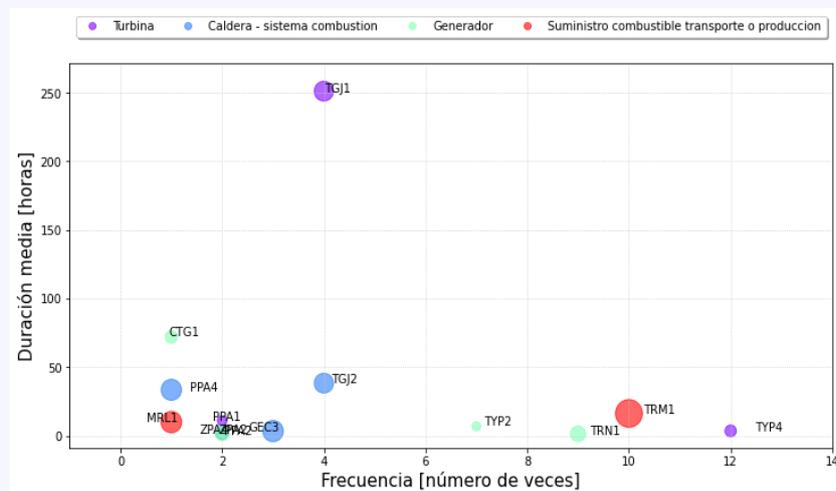
Nombre	Código	Duración (h)	Frecuencia
ALBAN	ALBG	10.92	264
AMOYA LA ESPERANZA	MOY1	4.24	23
BETANIA	CHBG	1.8	1
CALIMA	CLMG	0.42	2
CARLOS LLERAS	CLL1	1.96	33
CHIVOR	CHVR	2.92	18
CUCUANA	CUC1	11.48	51
DARIO VALENCIA SAMPER	DVS1	17.03	24
EL QUIMBO	QUI1	4.2	8
ESCUELA DE MINAS	HMIN	19.66	32
GUADALUPE III	GUA3	7.61	16
GUADALUPE IV	GUA4	65.76	6
GUATAPE	GTPE	3.42	25
GUAVIO	GVIO	5.03	6
LA GUACA	PGUG	25.61	16
LA TASAJERA	LTSJ	1.47	15
MIEL I	HMLG	1.05	3
PARAISO	PGUG	24.06	17
PLAYAS	PLYS	2.23	1
PORCE II	PRC2	1.92	28
PORCE III	PRC3	2.19	3
PRADO	PRDO	3.29	15
SALTO II	2QEK	34.43	5
SALVAJINA	SLVJ	24.23	11
SAN CARLOS	SNCR	51.71	6
SAN FRANCISCO	SNFR	12.56	381
SAN MIGUEL	SMI1	8.64	10
SOGAMOSO	SOG1	1.34	4
TRONERAS	TRON	12.39	7
URRA	URA1	12.01	119

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM.



Por otro lado, la Figura 80 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 5 veces), siendo las unidades de Termoyopal G4 (12 veces) las que presentan los mayores valores; y una duración

Figura 80. 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

media de las indisponibilidades por debajo de 50 horas, siendo la unidad Guajira 1 la que presentó la mayor duración por evento de indisponibilidad con 251,16 horas. Adicionalmente, en la Figura 80 se observa que las indisponibilidades analizadas son causadas principalmente por inconvenientes en turbina, caldera, generador, y suministro de combustible.

La Tabla 27 muestra los datos de duración media y frecuencia para las plantas térmicas que presentaron los mayores valores en ambos ítems.

Tabla 27. 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	3.07	1
CARTAGENA 1	CTG1	72	1
GECELCA 3	GEC3	3.47	3
GUAJIRA 1	TGJ1	251.16	4
GUAJIRA 2	TGJ2	38.38	4
MERILECTRICA 1	MRL1	10	1
PAIPA 1	PPA1	11.08	2
PAIPA 2	PPA2	1.59	2
PAIPA 4	PPA4	33.55	1
TERMOCENTRO CC	TRM1	16.31	10
TERMODORADA 1	TDR1	0.67	1
TERMONORTE	TRN1	1.5	9
TERMOYOPAL 2	TYP2	6.94	7
TERMOYOPAL G4	TYP4	3.6	12
ZIPAEMG 2	ZPA2	2.47	2
ZIPAEMG 4	ZPA4	2.21	2

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM



- **Indisponibilidad de infraestructura de transmisión**

Figura 81. Media y desviación estándar de horas de indisponibilidad en activos de transmisión

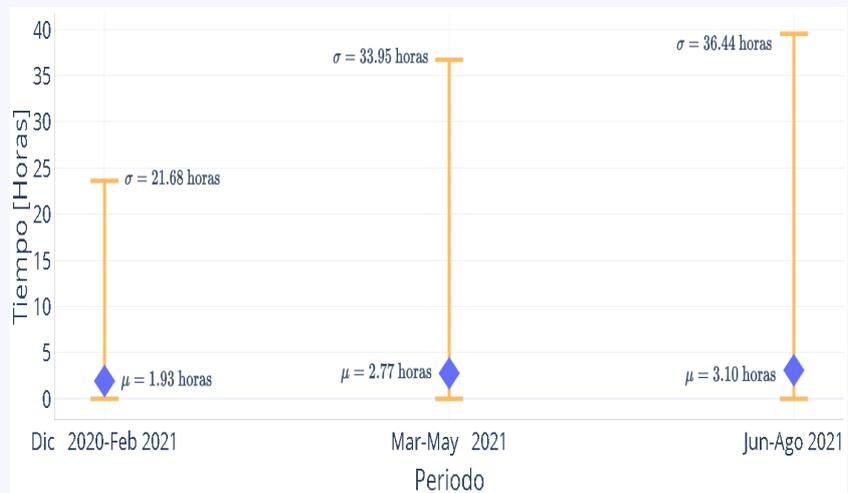


Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM

La Figura 81 y la Figura 82 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 junio 2021-agosto 2021, en el caso de las horas de indisponibilidad, la media y desviación estándar fueron 3,1 y 36,44 horas, respectivamente, es decir, 11,9% de aumento en la media y 7,3% de aumento en la

desviación estándar con respecto al trimestre anterior; por otro lado, en promedio se compensaron 2,37 horas por activo en el periodo de análisis, con una desviación estándar de 36,16 horas (Figura 82), lo que significa reducción de 14,5% y aumento de 7,4%, respectivamente.

Figura 82. Media y desviación estándar de horas compensadas por indisponibilidad en activos de transmisión.

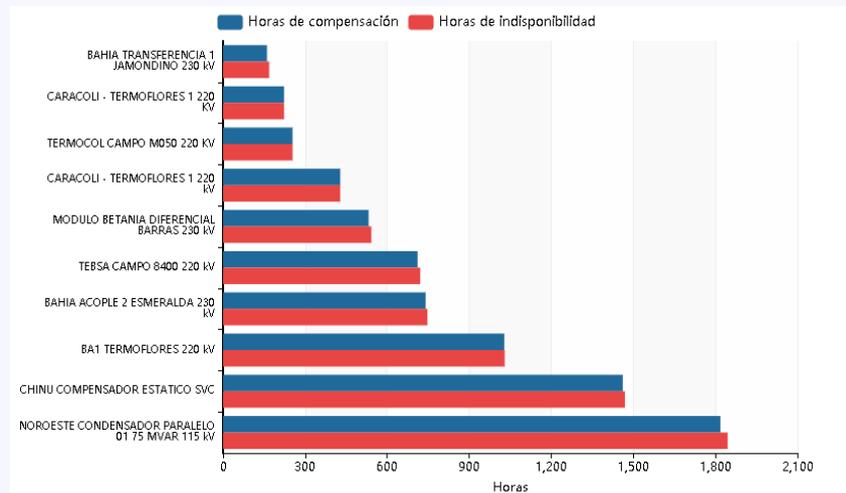


Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM



La Figura 83 y la Figura 83 presentan el análisis detallado de la indisponibilidad de activos en el periodo de análisis. La Figura 84 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 25 horas.

Figura 83. Activos de transmisión con más horas de indisponibilidad en el periodo de análisis

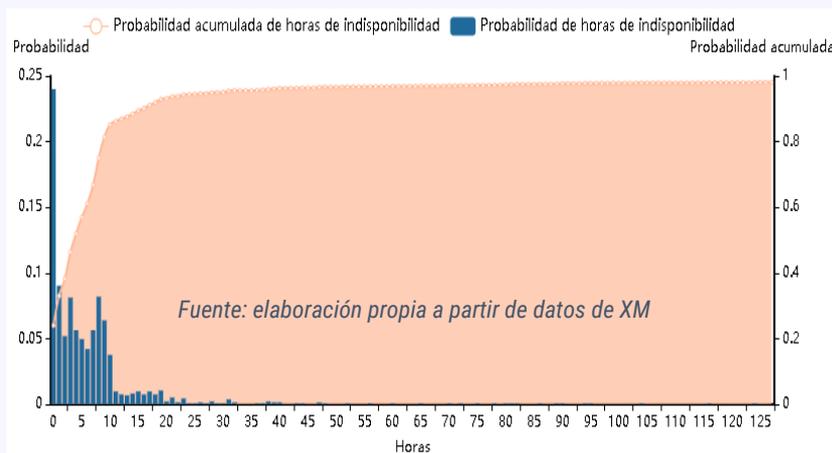


Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM

Figura 84. Densidad de probabilidad y probabilidad acumulada de las horas de indisponibilidad por activo de transmisión en el periodo de análisis.

No obstante lo anterior, hay algunos activos que tienen una cantidad importante de horas de indisponibilidad, como se muestran en la Figura 83. Se aprecia que el activo con más horas de indisponibilidad corresponde a NOROESTE CONDENSADOR PARALELO con más de 1800 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 las indisponibilidades de elementos pueden aumentar los requerimientos de las mismas.



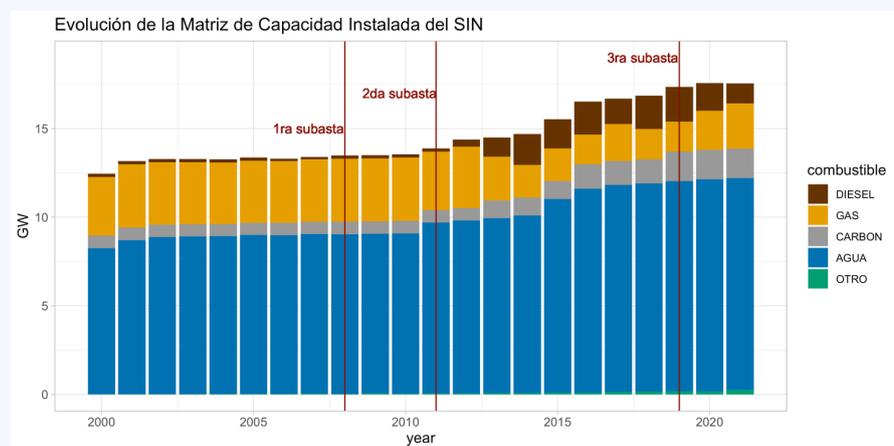


4. Evolución de la Capacidad de Generación y la Concentración de Mercado en el SIN

4.1. Expansión capacidad

En la Figura 85 se presenta la evolución del parque de la capacidad de generación del Sistema Interconectado Nacional desde el año 2000. Como se puede ver, durante la primera década del presente siglo no hubo una expansión significativa de la capacidad instalada; a partir de 2011 comienza una tendencia creciente, luego de que comenzaran a entrar en funcionamiento las plantas de la primera subasta del Cargo por Confiabilidad¹³.

Figura 85. Evolución Capacidad Instalada



Si se compara con 2006, la capacidad hidroeléctrica ha incrementado de 8.95 GW a 11.94 GW en 2021, representando un incremento de aproximadamente 3 GW de nueva capacidad, que a la fecha hubiese sido mayor en caso de que el proyecto de Hidroituango no se hubiera retrasado.

Por su parte, la capacidad instalada a carbón pasó de 690 MW a 1.66 GW, lo que representa un incremento de más del doble respecto a los valores de 2006. Las otras plantas térmicas funcionan con gas o combustibles líquidos (diésel), de estas, vale mencionar que varias son duales, es decir pueden funcionar con ambos tipos de combustible, luego los datos que se observan en la gráfica corresponden al combustible primario declarado por los generadores para sus plantas. En este sentido, si se suman las plantas de gas y diésel, no se observa un incremento significativo de la capacidad instalada de este tipo de plantas.

En la categoría de 'otras' tecnologías se incluyen las renovables no convencionales, las cuales representan una participación mucho menor en la matriz energética. No obstante, se espera que esto cambie en el futuro

¹³ La primera Subasta del Cargo por Confiabilidad se llevó a cabo en 2008, con las primeras asignaciones de OEF comenzando su vigencia el 1ro de diciembre de 2012. La CREG implementó una segunda subasta tres años después, en 2011, con vigencia inicial para el 1ro de diciembre de 2015. Una tercera subasta, la más reciente, se llevó a cabo en 2018 con vigencia inicial de las OEF asignadas a partir del 1 de diciembre de 2022.



cercano, gracias a los nuevos proyectos de generación con capacidad eólica y solar que entraran al sistema en los próximos años.

4.2. Concentración del mercado

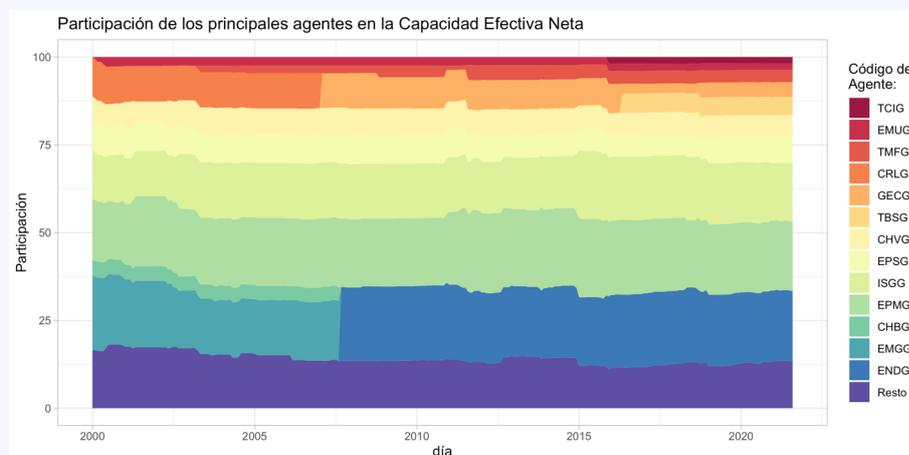
En la Tabla 28 se presentan los principales agentes generadores, aquellos con participación en la capacidad efectiva neta superior al 5%. Para el año 2000, los tres principales agentes fueron EMGESA, EPM e ISAGEN con participaciones porcentuales de 21.0%, 17.2% y 13.5% respectivamente. Para agosto de 2021, ISAGEN y EPM permanecen entre los tres principales agentes, y ENEL-EMGESA entra en remplazo de EMGESA. Para 2021 EPM aumentó su participación en 2.6% e ISAGEN en 3%, por su parte ENEL-EMGESA redujo su participación en 0.9% si se compara con la participación de EMGESA a comienzos del 2000.

Como se puede observar, la participación de los tres principales agentes suma más del 50% de la capacidad efectiva neta total, siendo el agregado de estos tres agentes 4.7% mayor en agosto de 2021 respecto a comienzos del 2000.

Tabla 28 Agentes generadores con participaciones mayores al 5% en 2000 y en 2021

Enero 2000				Agosto 2021			
Código Agente	CEN (GW)	Participación	Participación Acumulada	Código Agente	CEN (GW)	Participación	Participación Acumulada
EMGG	2.49	21.0%	21.0%	ENDG	3.53	20.1%	20.1%
EPMG	2.05	17.2%	38.2%	EPMG	3.47	19.8%	39.8%
ISGG	1.60	13.5%	51.7%	ISGG	2.90	16.5%	56.4%
CRLG	1.33	11.2%	62.9%	EPSG	1.39	7.9%	64.3%
EPSG	1.09	9.2%	72.0%	CHVG	1.02	5.8%	70.1%
CHVG	0.75	6.3%	78.3%	TBSG	0.91	5.2%	75.3%

Figura 86. Participación Agente en Capacidad Instalada



tener un papel protagónico en el mercado hacia finales de 2007 mediante la unificación bajo la misma empresa de los activos de generación de EMGESA (EMGG) y la central hidroeléctrica Betania (CHBG),

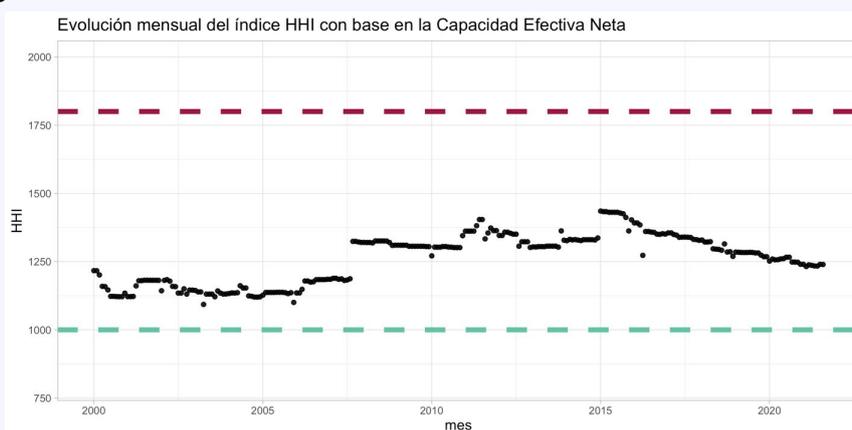
De manera complementaria, la Figura 86. Participación Agente en Capacidad Instalada Figura 86 presenta la evolución año a año de las participaciones porcentuales de los principales agentes generadores desde el año 2000. El agente ENEL-EMGESA (ENDG) entra a



también se observa a ISAGEN (ISGG) hacia finales de 2014 adquiriendo un incremento significativo con la entrada de la hidroeléctrica Sogamoso en el SIN, pero que al unirse a ISGG ayuda a consolidar a esta empresa como uno de los tres principales actores del sistema.

Una manera adicional de evaluar la concentración del mercado se puede lograr con el Índice Herfindahl-Hirschman - HHI¹⁴. El cálculo del índice HHI para la capacidad efectiva neta del SIN se presenta en la Figura 87.

Figura 87. Evolución mensual indica HHI, según capacidad efectiva neta



Cómo se puede observar, para todo el periodo bajo análisis el índice se ubica en el rango de "concentración moderada". Esto es usual en la mayoría de

los mercados energéticos; no obstante, la concentración también depende de cuántos activos de generación poseen los agentes participantes en el mercado.

De manera particular, se observan saltos en el nivel de concentración a mediados de 2007 y a finales de 2014, los cuales corresponden a las adquisiciones de nuevos activos de generación por parte de ENEL-EMGESA y a la entrada de la hidroeléctrica Sogamoso de ISAGEN. También se puede observar que los niveles de concentración vienen decreciendo desde 2015, en parte gracias a la mayor participación en el mercado de TERMOCANDELARIA (TCIG) y GECELCA (GECG).

4.3. Observación Final

El análisis de la concentración del mercado en la capacidad instalada del SIN es indispensable para entender la eficiencia de largo plazo del mercado eléctrico mayorista del país.

Si bien la concentración del mercado se ha venido reduciendo desde 2015, es indispensable una continua evolución de los mecanismos regulatorios con un enfoque en la promoción de la competencia, que prevengan la acumulación de mayor poder de mercado en pocos agentes.

¹⁴ Diversos análisis económicos en el campo de la organización industrial y agencias regulatorias determinan que un mercado se puede considerar 'competitivo' si este índice se ubica por debajo de 1000 puntos, 'moderadamente concentrado' si esta entre 1000 y 1800, y 'altamente concentrado' si se encuentra por encima de 1800.



El futuro
es de todos

DNP
Departamento
Nacional de Planeación



www.superservicios.gov.co

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



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios