

# Boletín Monitoreo Mercados Mayoristas de Energía y Gas Natural junio – agosto 2021

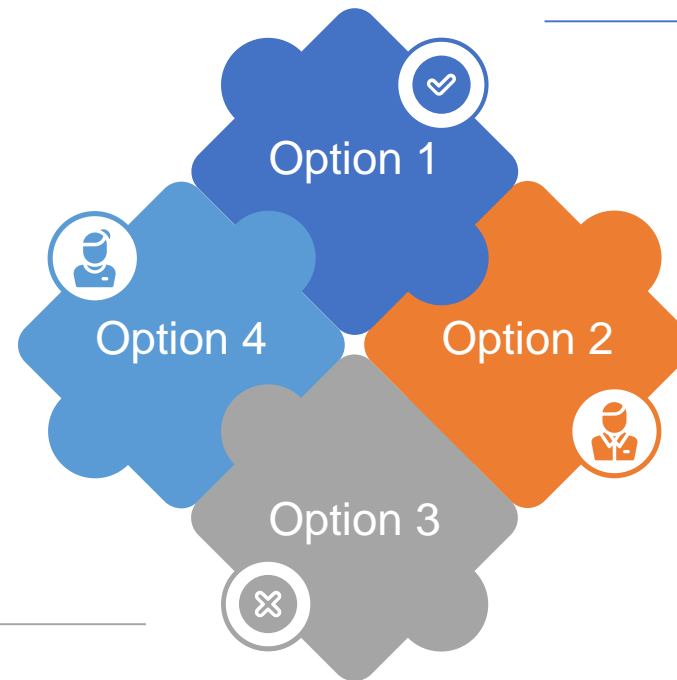
Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible  
Noviembre 2021, Bogotá D.C.

# Estructura Seguimiento Mercado

Visualización  
**comportamientos**  
Boletines e indicadores  
públicos

Requerimientos

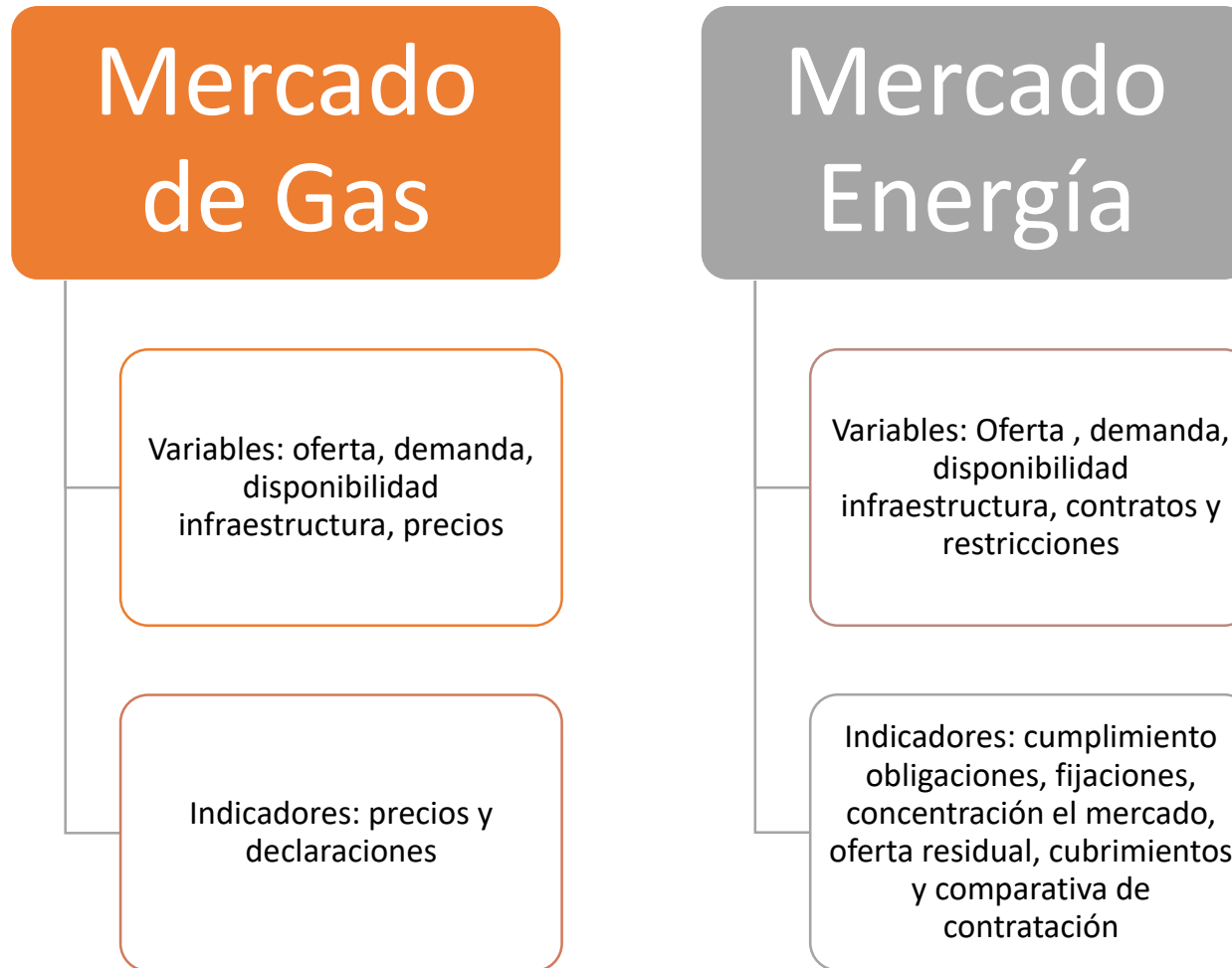
Ante condiciones atípicas o con el fin de entender comportamientos realizar requerimientos a agentes y/o liquidador del mercado o gestor del mismo



**Seguimiento  
comportamiento**  
Revisiones de ofertas y condiciones técnicas de las mismas y correlación con eventos en el sistema

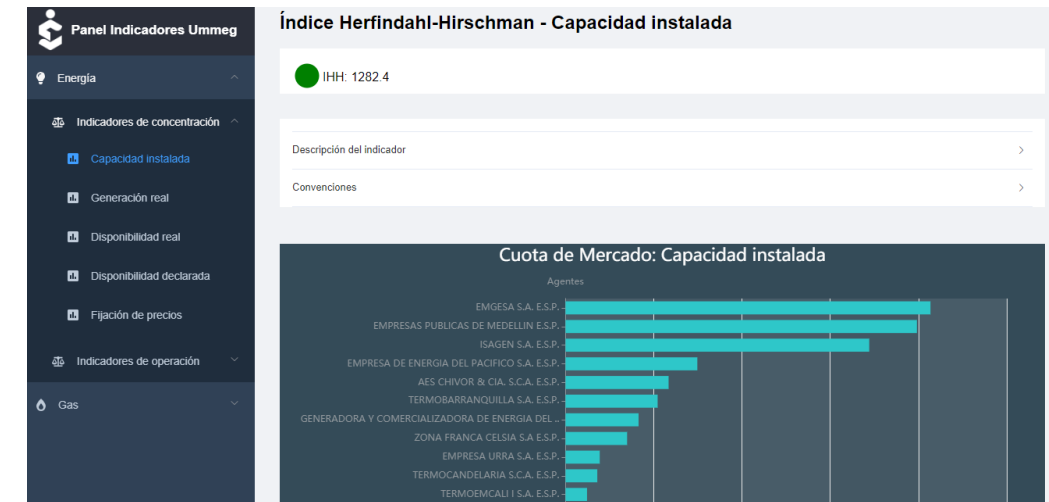
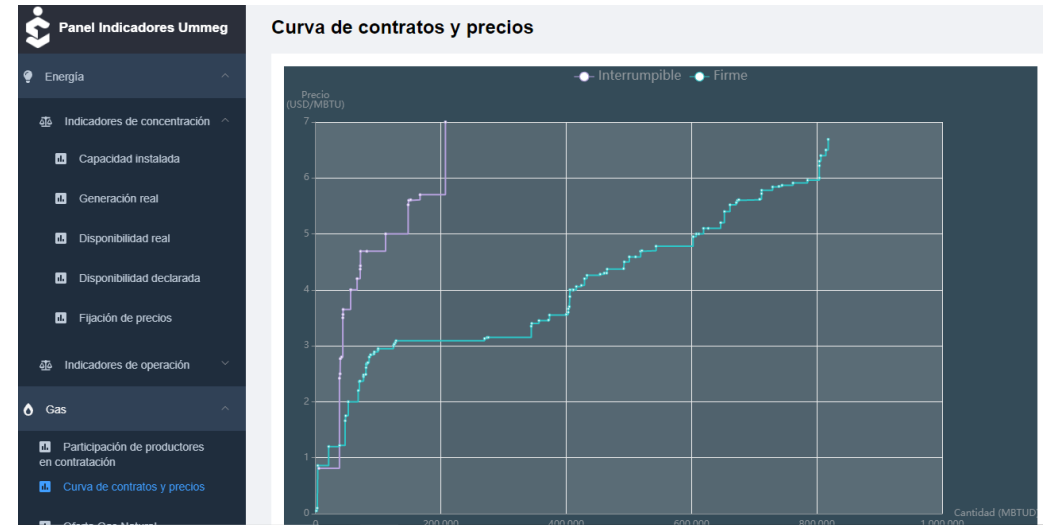
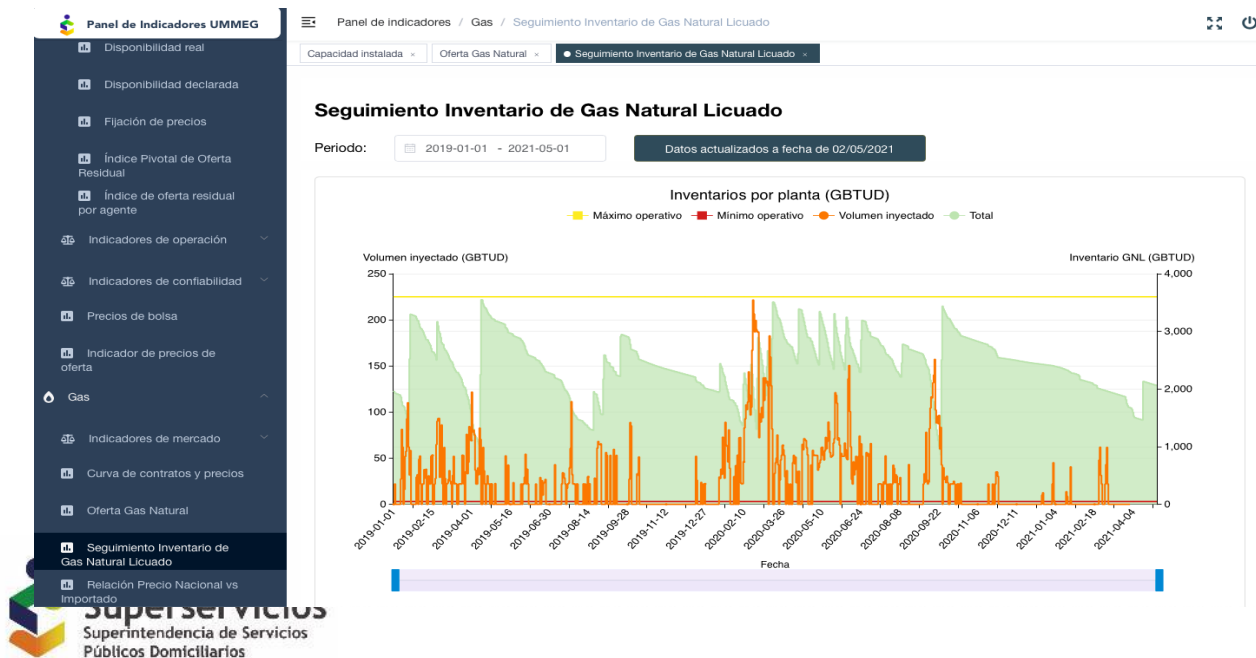
**Investigación**  
Investigar casos de incumplimientos regulatorios

# Aspectos Generales



# Página web UMMEG

- Portal interactivo con indicadores de los mercados de electricidad y gas natural.
- Acceso a Boletines

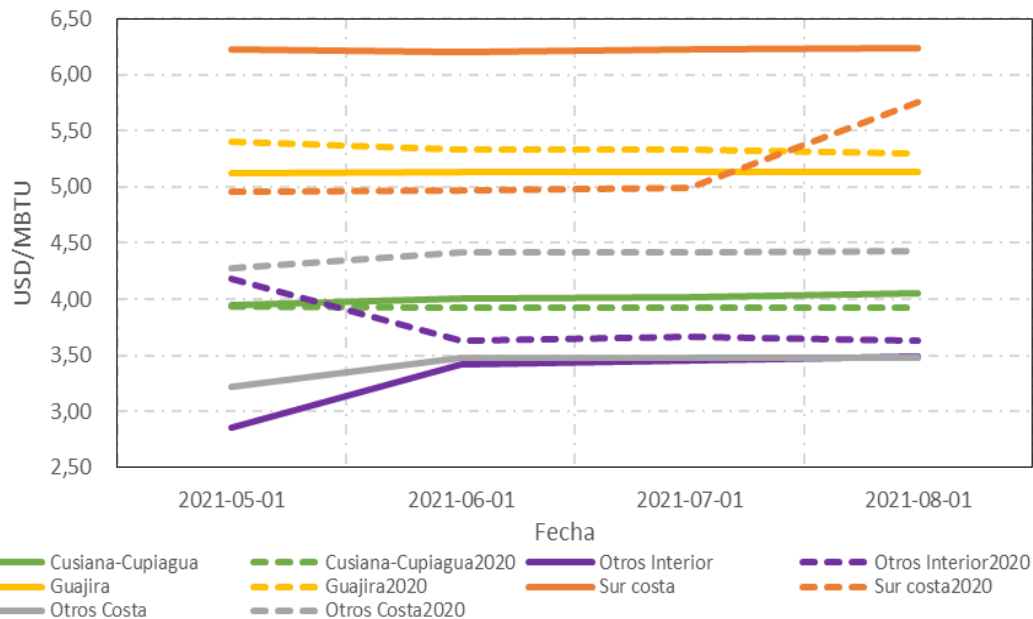


**Gas Natural**



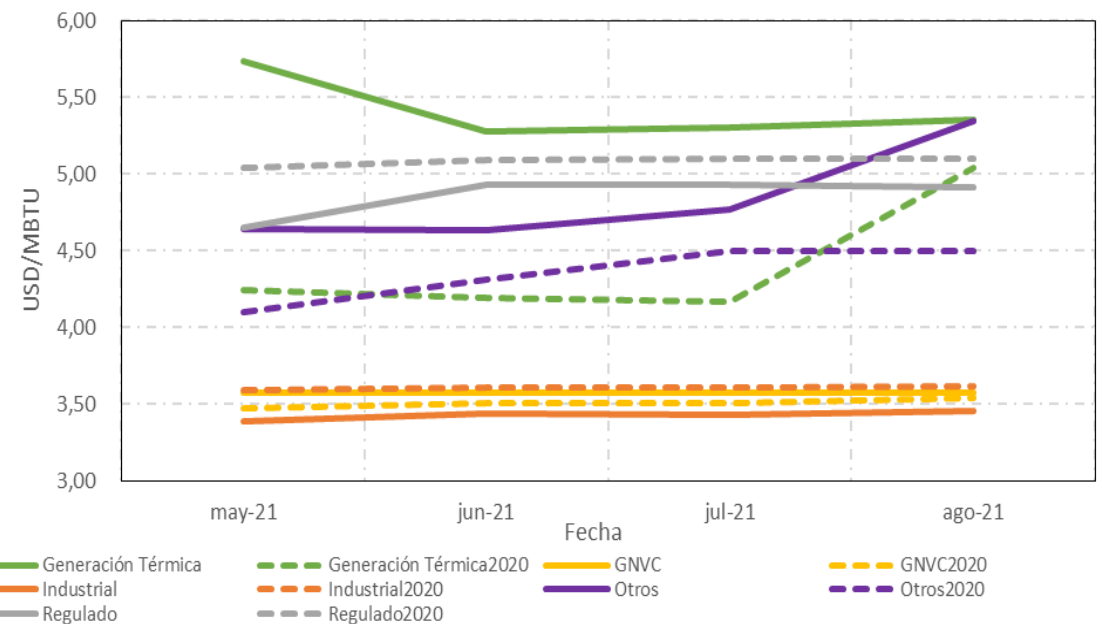
# Seguimiento Precios Mercado Primario (Firme)

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



Precios de la costa son superiores a los del interior  
Del país; para el trimestre aumentaron con respecto  
Al mismo trimestre 2020

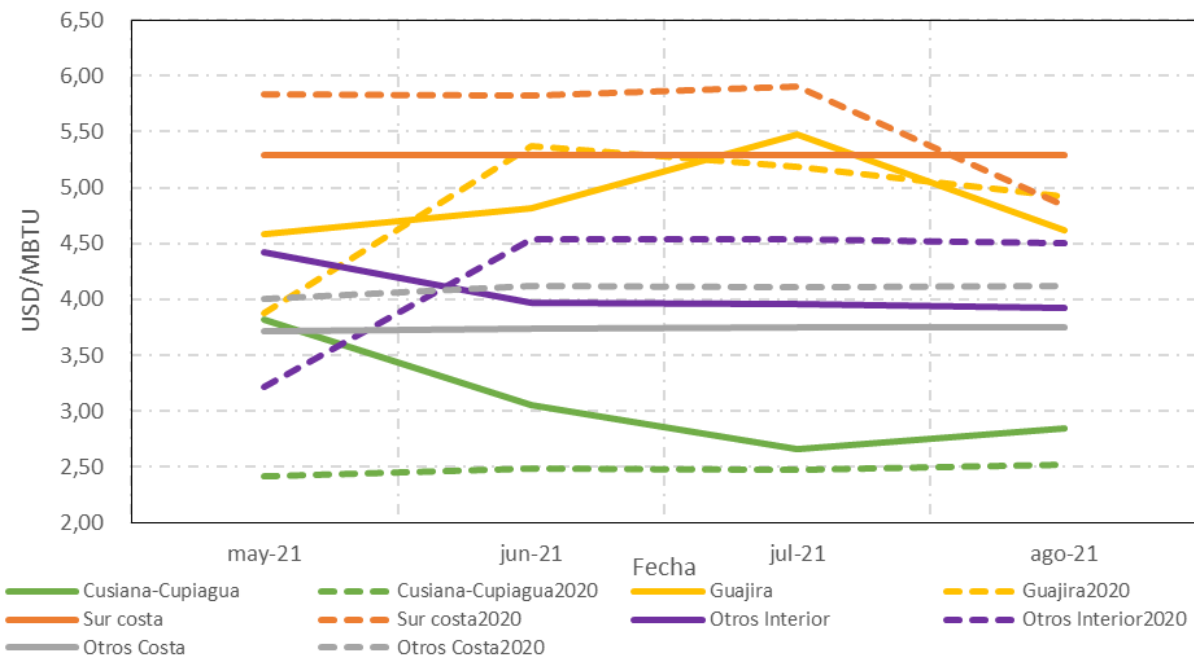
Precio promedio ponderado de contratos por sector de consumo en el mercado primario en el periodo de análisis.



Precios de para el sector térmico son superiores a otros  
Sectores; observa que los precios del mercado regulado  
Tienen precios cercanos a los 5 USD/MBTU

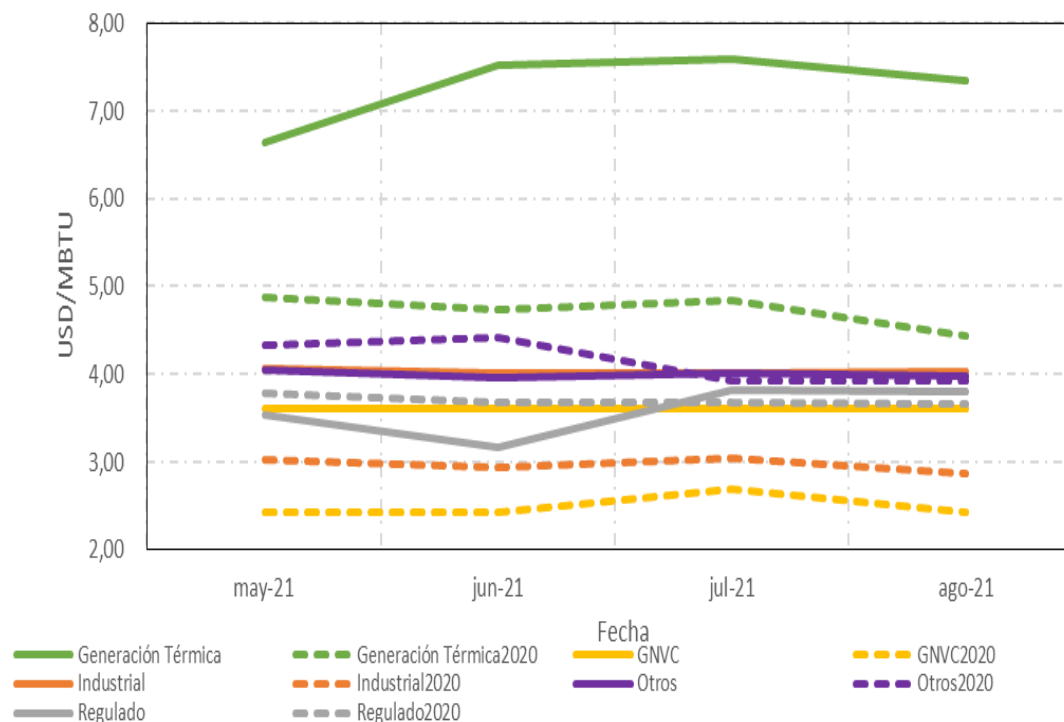
# Seguimiento Precios Mercado Primario (Interrumpibles)

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



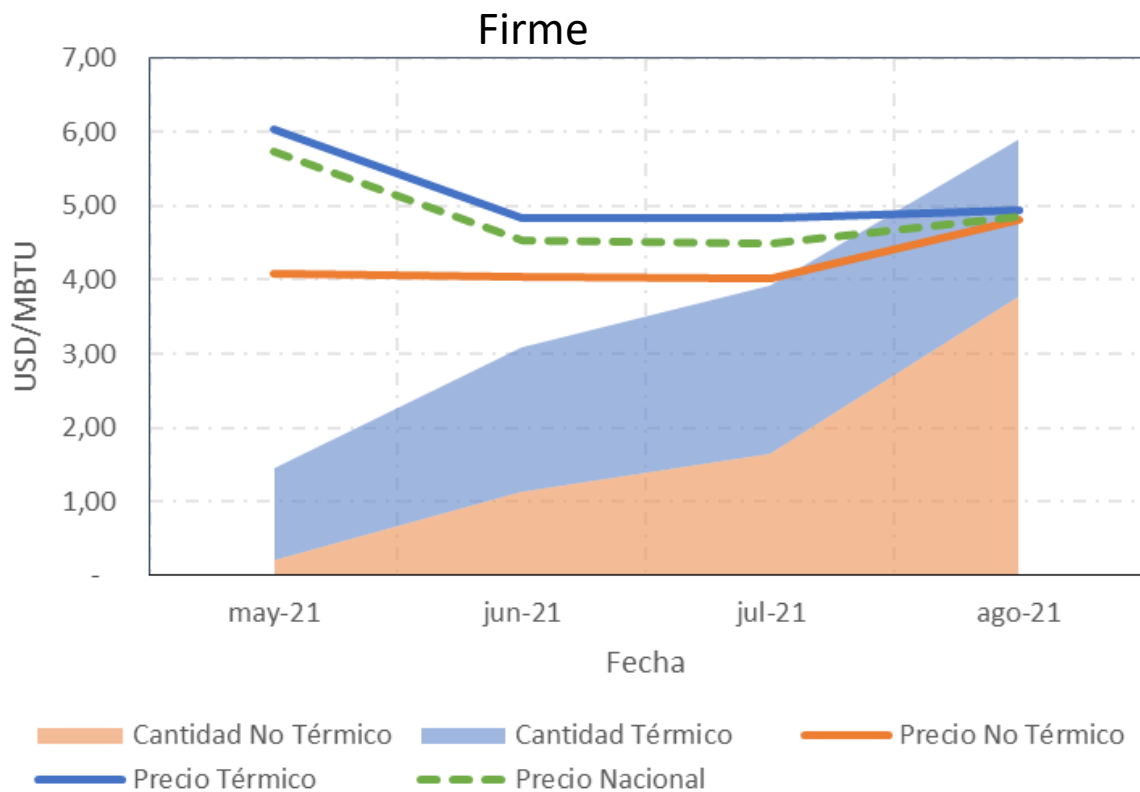
Precios de la costa son superiores a los del interior Del país.

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

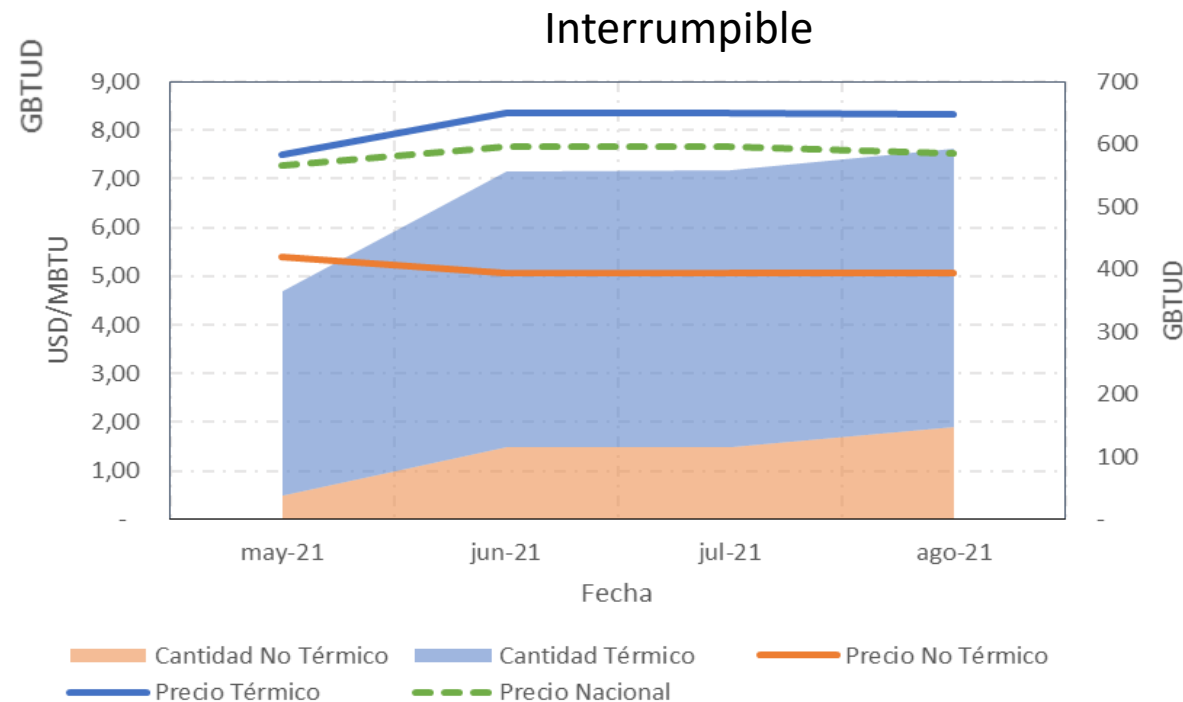


Precios para el mercado de térmico, esta muy por encima Que otros sectores.

# Seguimiento Mercado Secundario y OTMMs



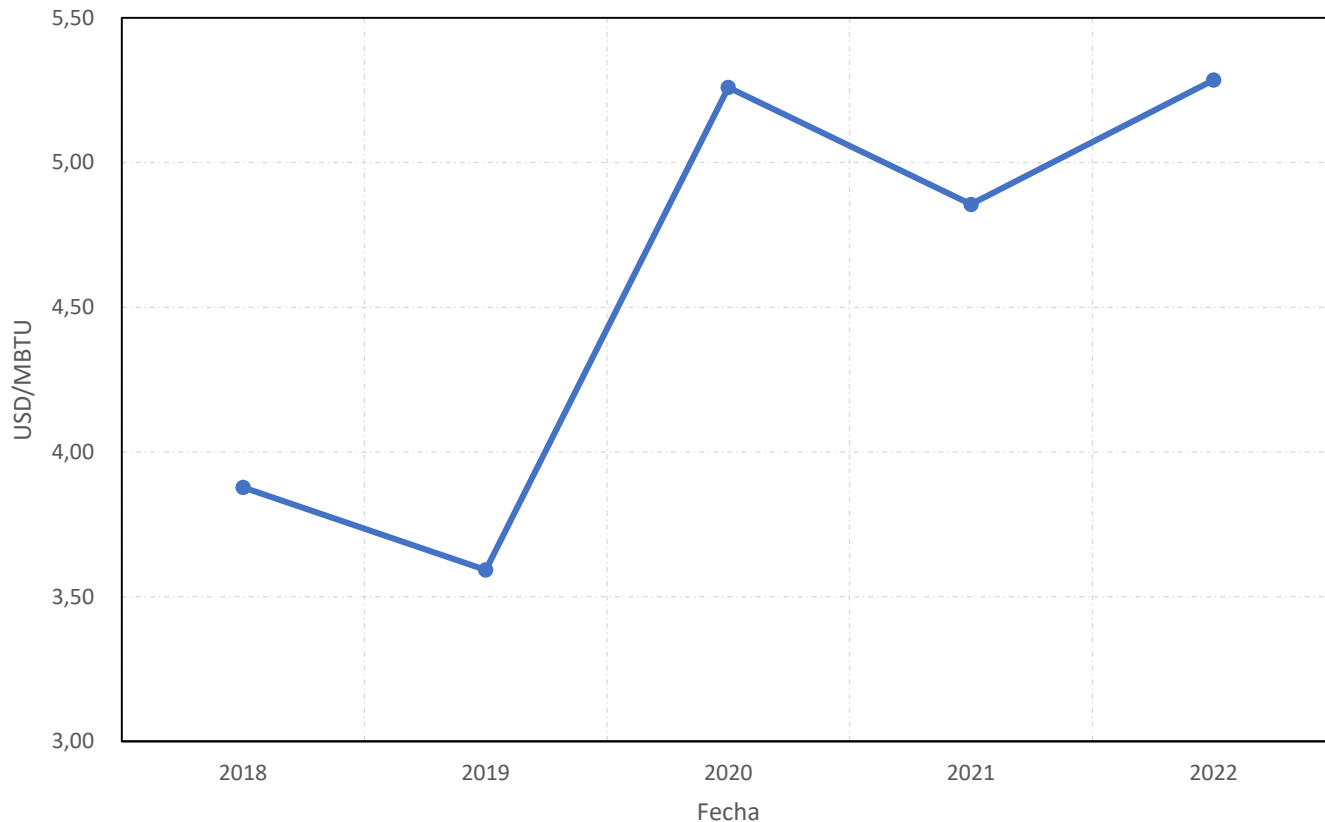
Se observan altas tracciones en el secundario, las Cuales se aumentan con el mttos de Cupiagua



Se observan altas tracciones en el secundario (no térmico), Las cuales se aumentan con el mttos de Cupiagua

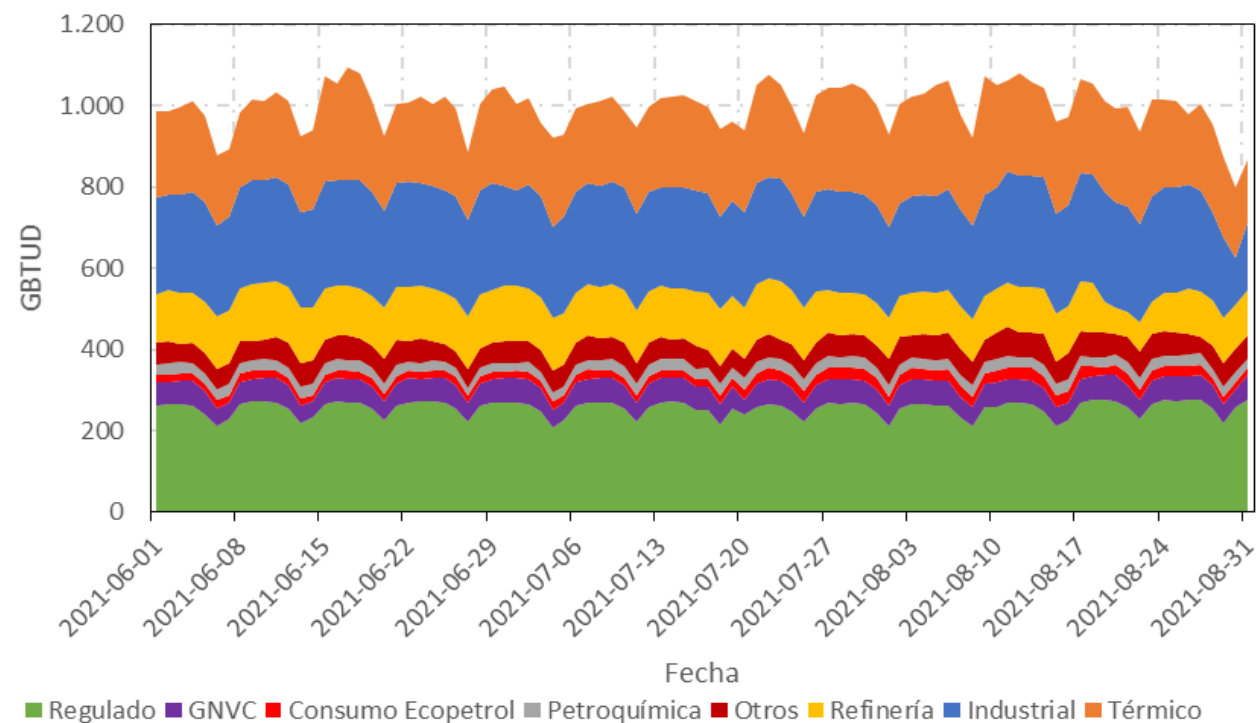
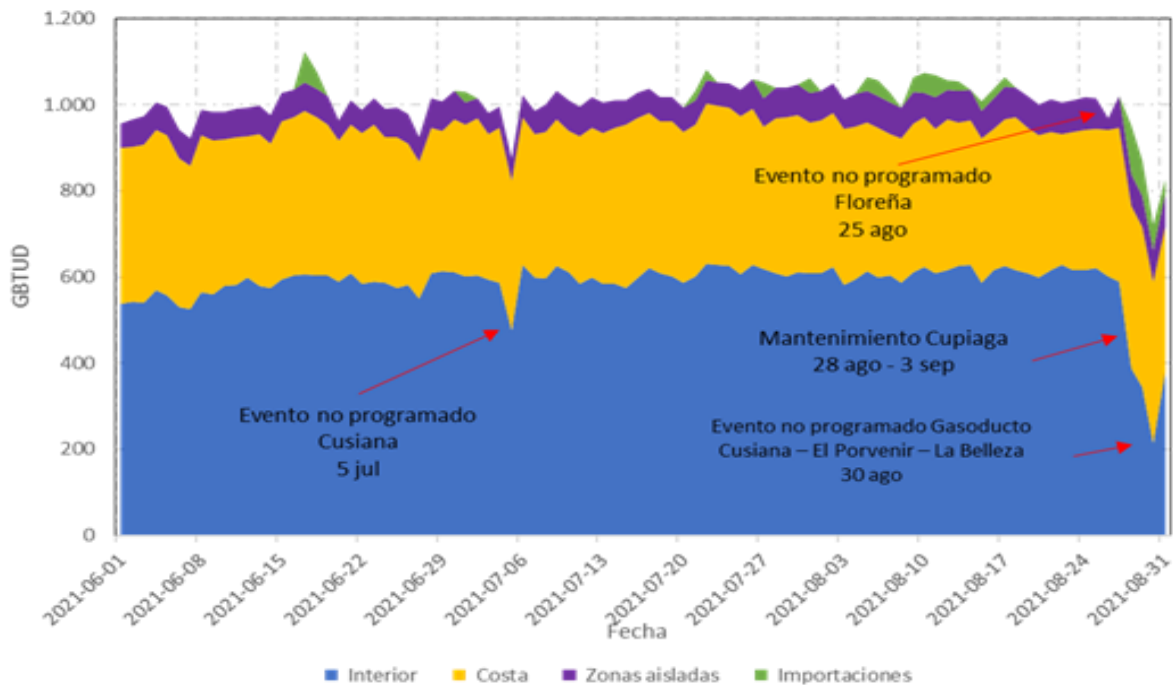


# Análisis Precios: Señales de largo plazo

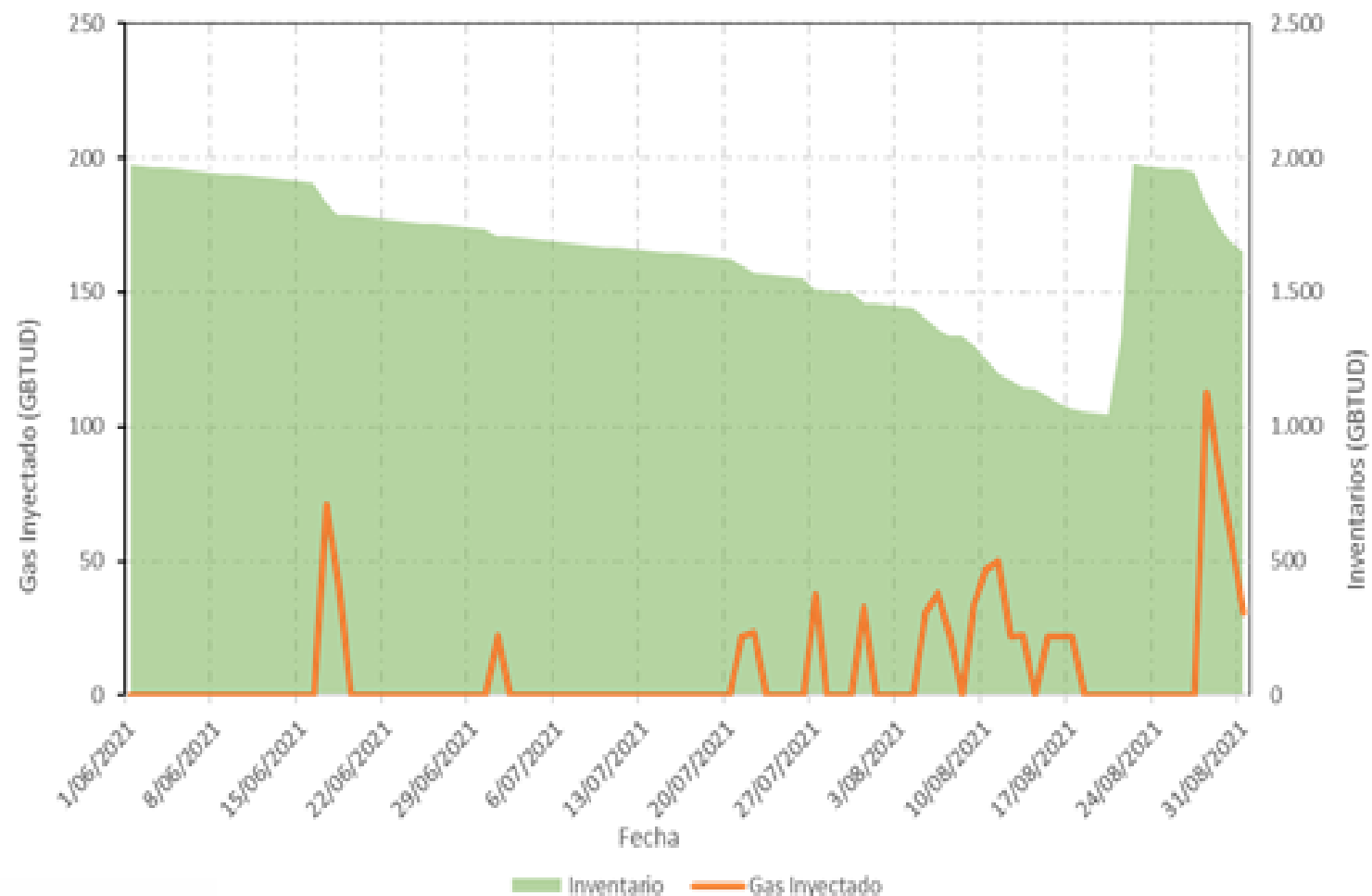


Precios vienen incrementando de forma permanente en últimos procesos de comercialización. En precios, productores no están dando señales para el crecimiento del mercado.

# Producción y demanda

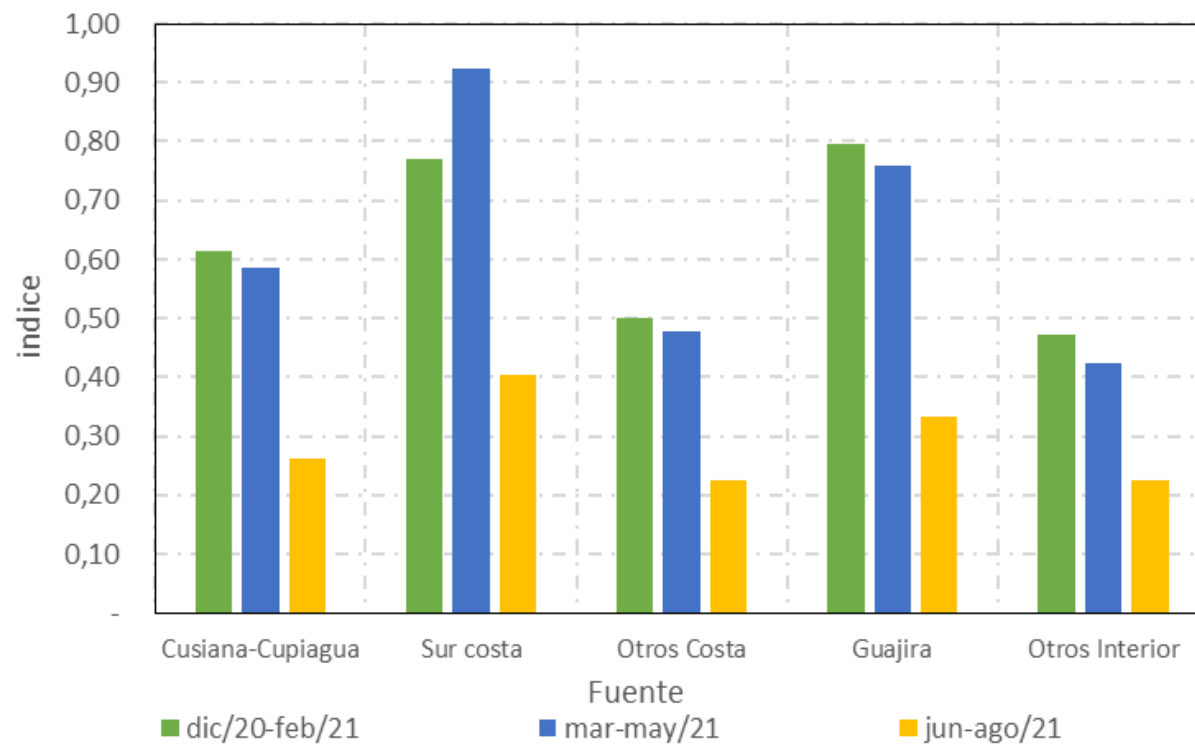
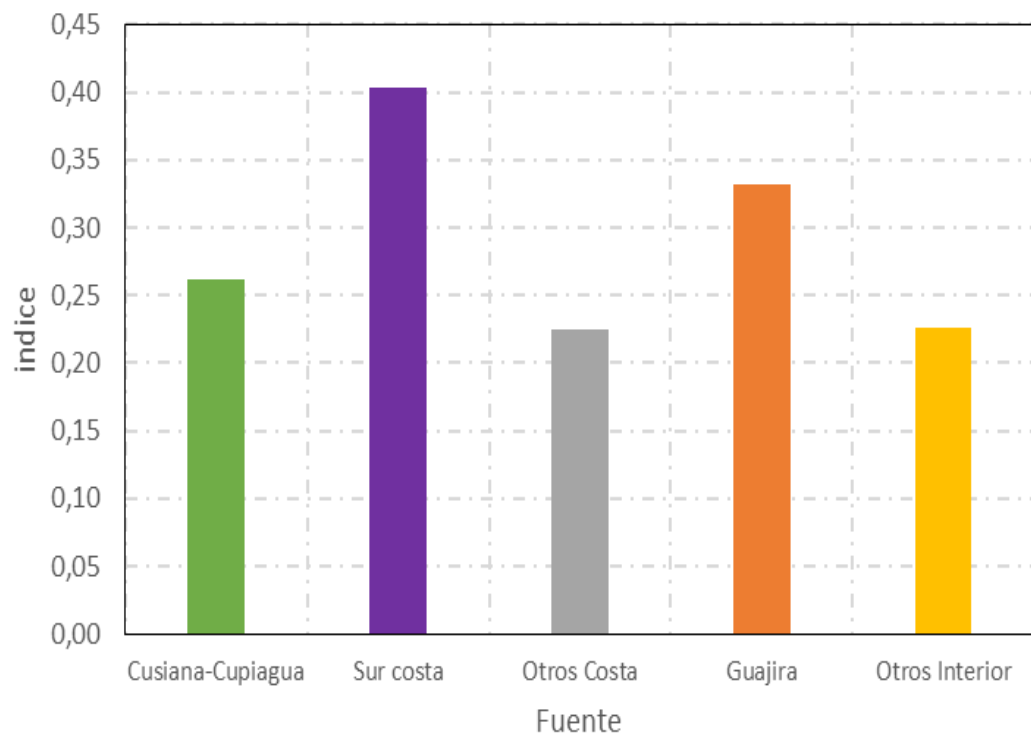


# Inyecciones e inventario de gas importado



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

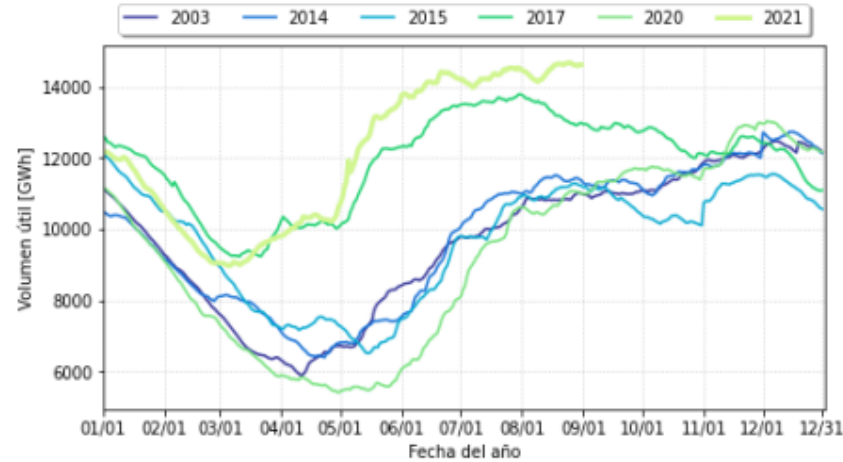
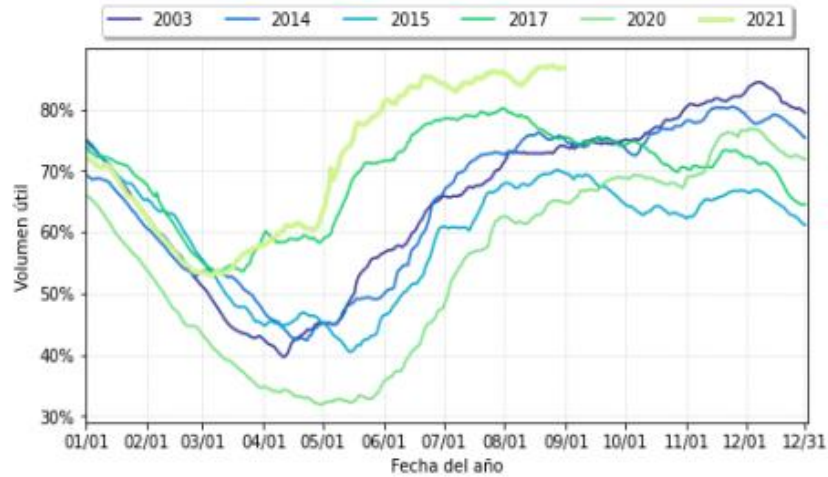
# Precios de gas importado vs nacional



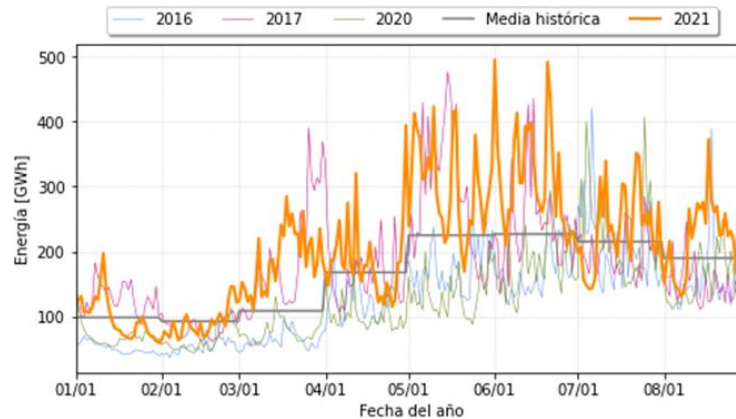
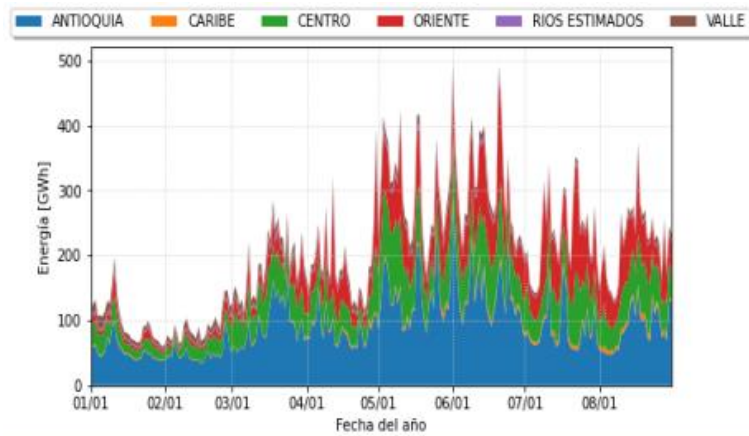
# Energía Eléctrica



# Comportamiento de embalse agregado y aportes

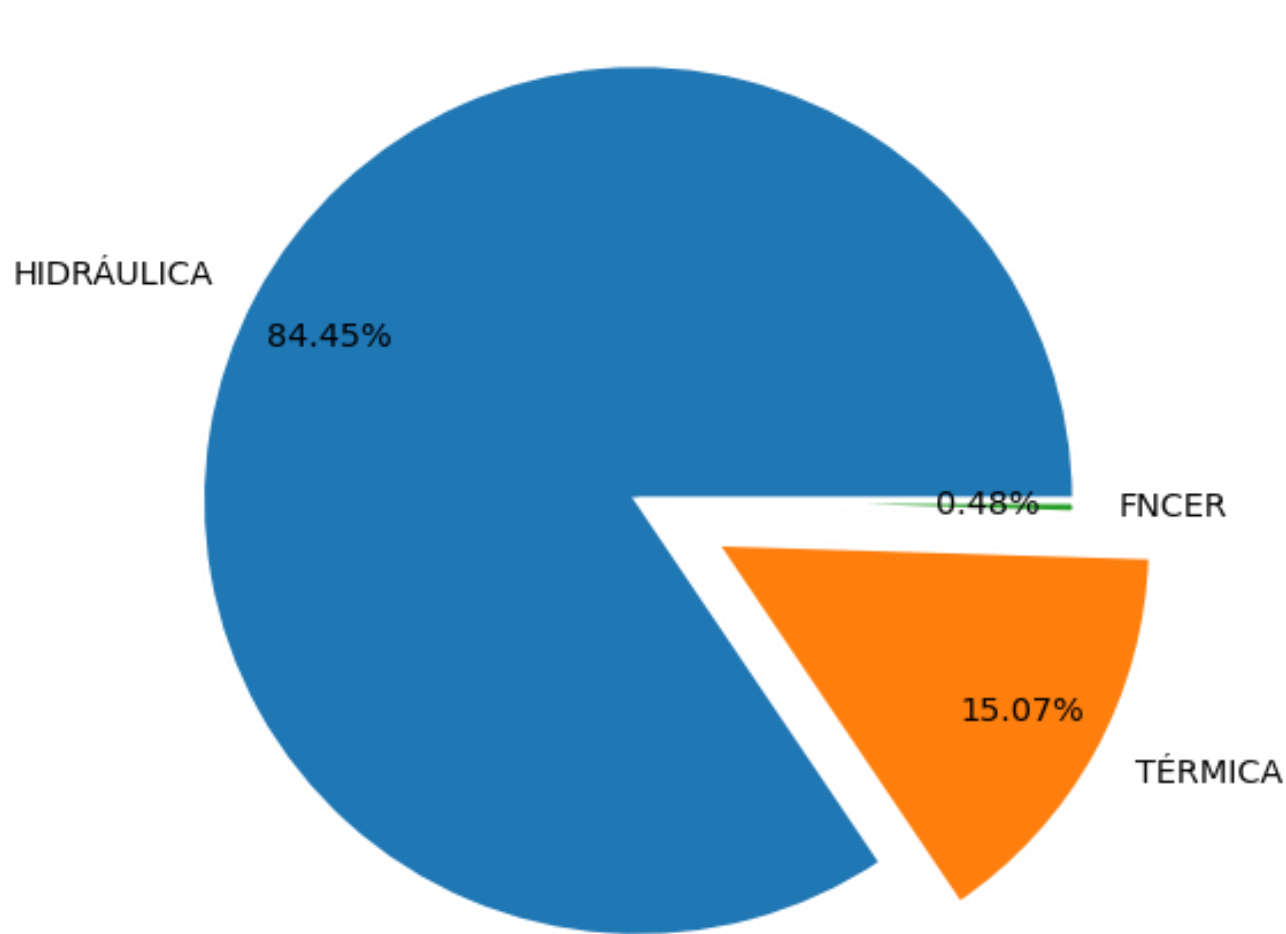


- Nivel de embalse aumentó en el periodo de análisis, como consecuencia de los altos aportes.
- El nivel de embalse se encuentra por encima de los demás años de análisis

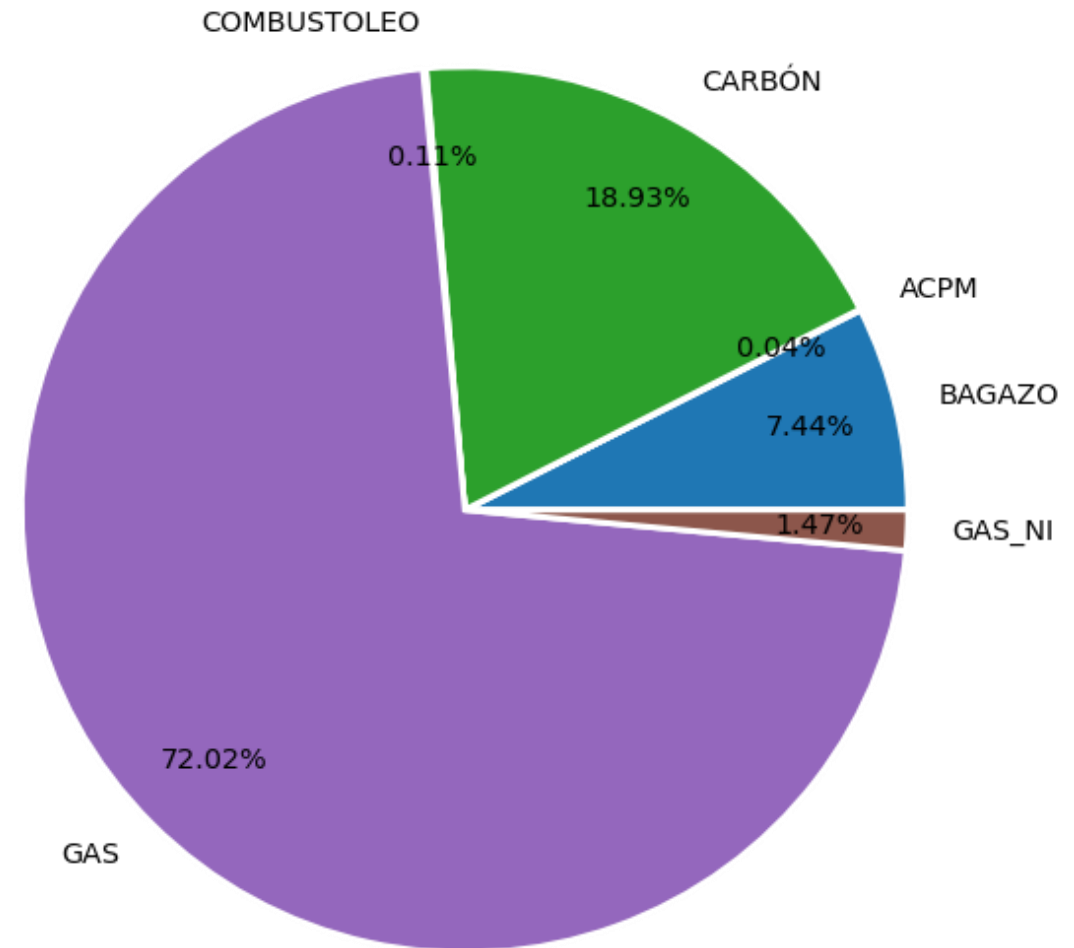


- Aportes variaron entre 126 y 495GWh/día
- Mayores aportes en las regiones Antioquia, Centro, y Oriente
- Aportes medios cercanos a 315GWh/día

# Generación del trimestre



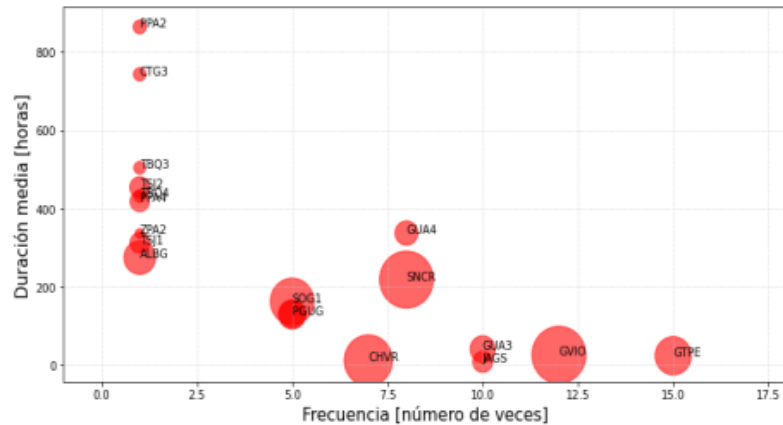
Generación total



Generación térmica

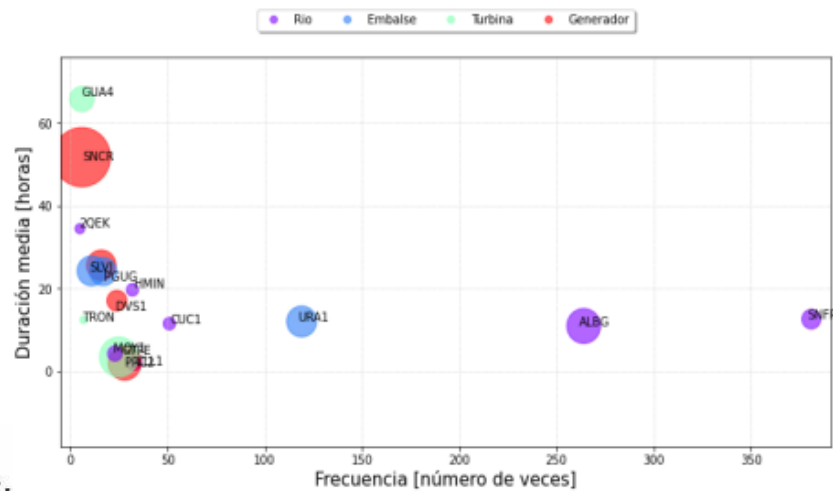
# Eventos de indisponibilidad y Mttos

## Mantenimientos

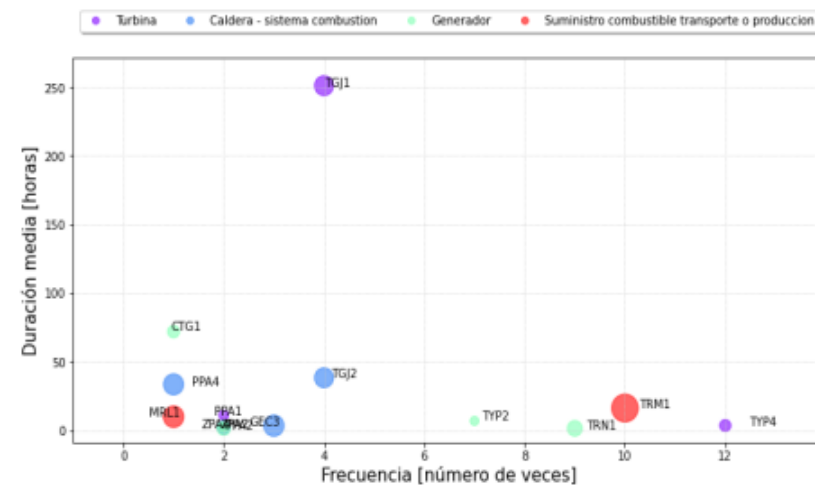


- Guatapé tuvo la mayor cantidad de mantenimientos (15), seguido de Guavio (12), y Guadalupe 3 y Jaguas (10)
- Paipa 2 tuvo la mayor duración media de mantenimiento (864 horas), seguida de Cartagena 3 (743 horas), y de Barranquilla 3 (504 horas)

## Hidroeléctricas



## Térmicas



- Hidroeléctricas tuvieron indisponibilidades asociadas al recurso (río o embalse)
- Térmicas tuvieron indisponibilidades asociadas principalmente a Caldera y Turbina
- San Francisco tuvo el mayor número de indisponibilidades en las plantas hidroeléctricas (381), mientras que Termoyopal 4 presentó el mayor número en las térmicas (12)
- Guadalupe 4 tuvo la mayor duración media de indisponibilidad en las hidroeléctricas (65 horas), mientras que Guajira 1 tuvo la mayor duración entre las plantas térmicas (251 horas)



# Indisponibilidad de transmisión

## Horas de indisponibilidad

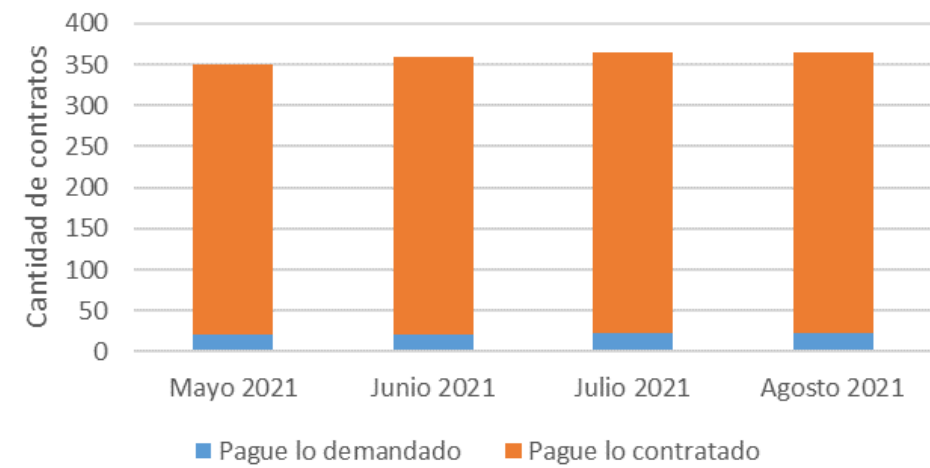
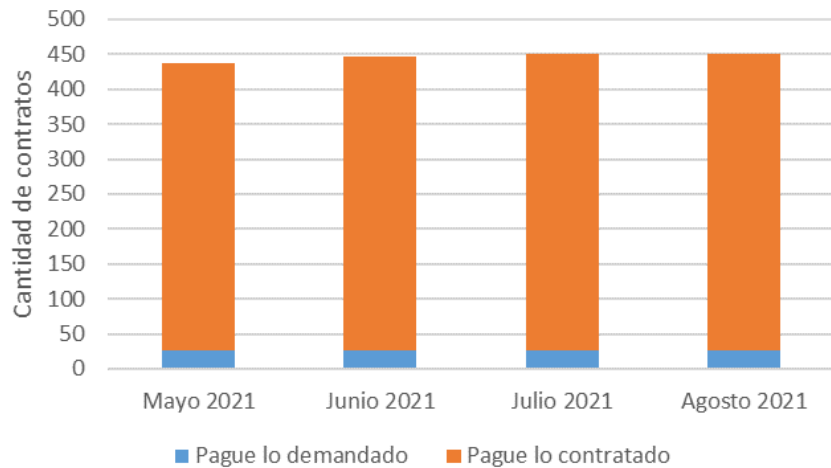


## Horas compensadas



- Tanto las horas de indisponibilidad como las horas compensadas han tenido un comportamiento creciente en los últimos trimestres
- La indisponibilidad de los activos de transmisión pueden influir negativamente en los costos de las restricciones (generación fuera de mérito)

# Contratos MR y MNR



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

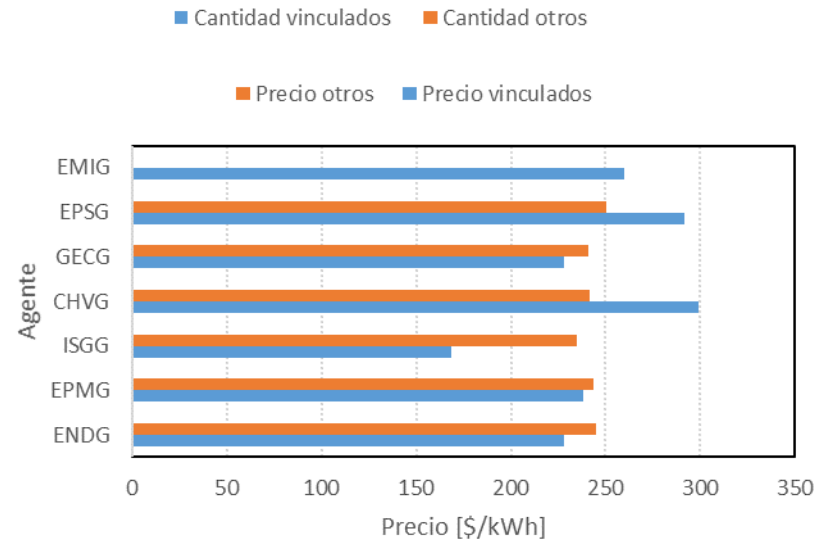
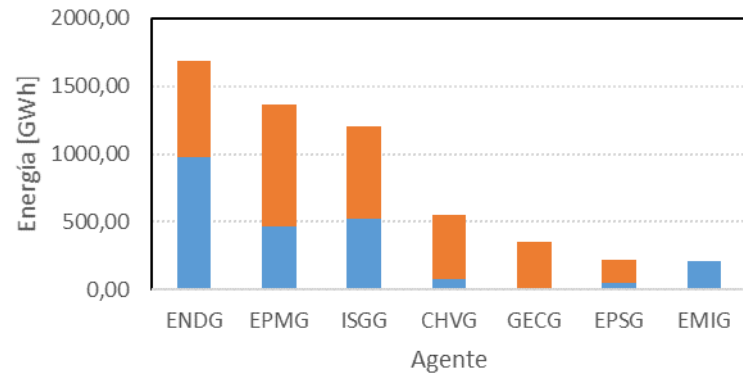
Tipo de despacho	Número de contratos	Porcentaje %	Cantidad promedio para despacho horario (GWh)	Precio promedio diario ponderado por cantidades (\$/kWh)
Pague lo Demandado	22	6,04	0,98	186,06
Pague lo Contratado	342	93,96	2,44	231,09

- Menor precio en contratos tipo PC (diferencia de 60\$/kWh aprox en relación a pague lo demandado)
- Mayor cantidad en contratos tipo PC

- Mayor precio en contratos tipo PC (diferencia de 45\$/kWh aprox.) !!
- Mayor cantidad en contratos tipo PC
- Potencial ineficiencia en formación de precios en MNR
- Menor precio respecto a MR: 118\$/kWh en PD y 16\$/kWh en PC
- Potencial ineficiencia en formación de precios en MR

# Comportamiento agente vinculado y otros

Cantidad de energía horaria promedio en MWh



- Emgesa es el agente con mayor cantidad de energía horaria despachada (estimada) con 1.68GWh, seguido de EPM con 1.36GWh, y de Isagen con 1.20GWh. Estos tres agentes tienen la mayor cantidad de energía con agentes vinculados.
- El comportamiento ideal de este indicador es que el precio otros no difiera en gran medida del precio a vinculados
- Chivor presenta la mayor desviación a favor del precio otros (diferencia de 19.04%)
- Isagen presenta la mayor desviación a favor del precio a vinculados (diferencia de 28.3%)

# Convocatorias SICEP

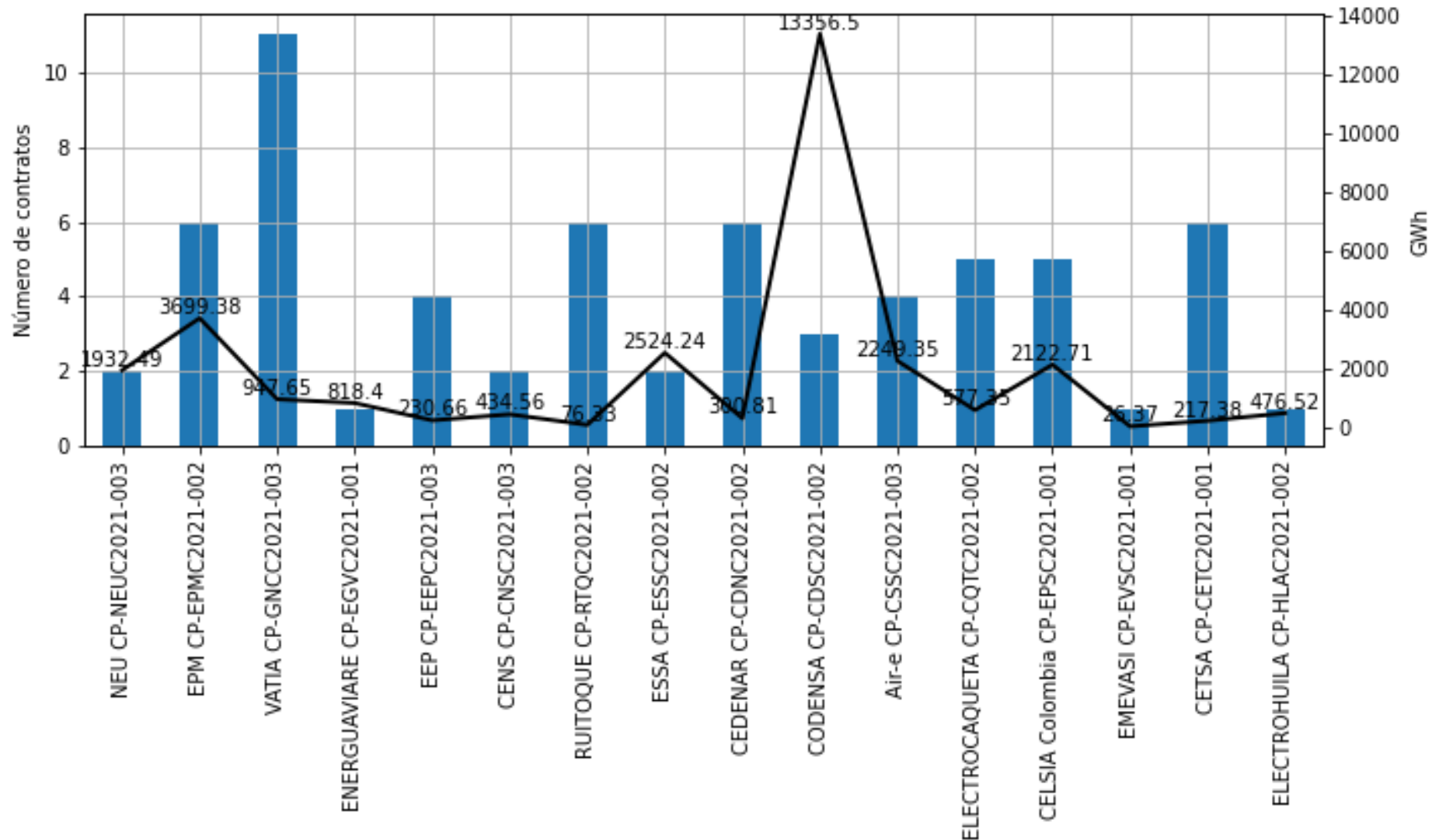
Número de convocatorias Registradas en el periodo de análisis:

16 convocatorias.

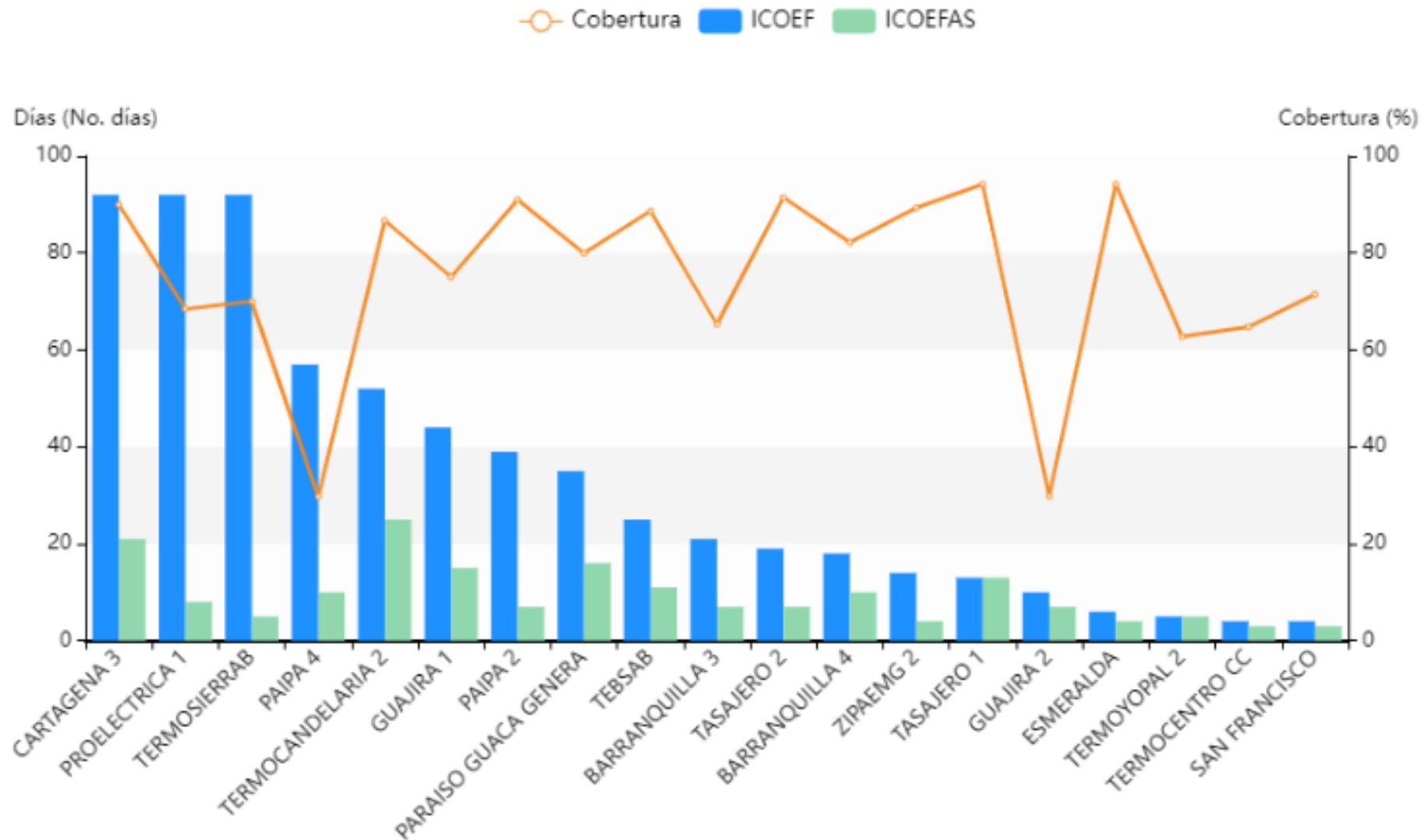
- Vatia mayor número de Contratos
- Codensa mayor cantidad Energía

Precio máximo 255,9 \$/kwh

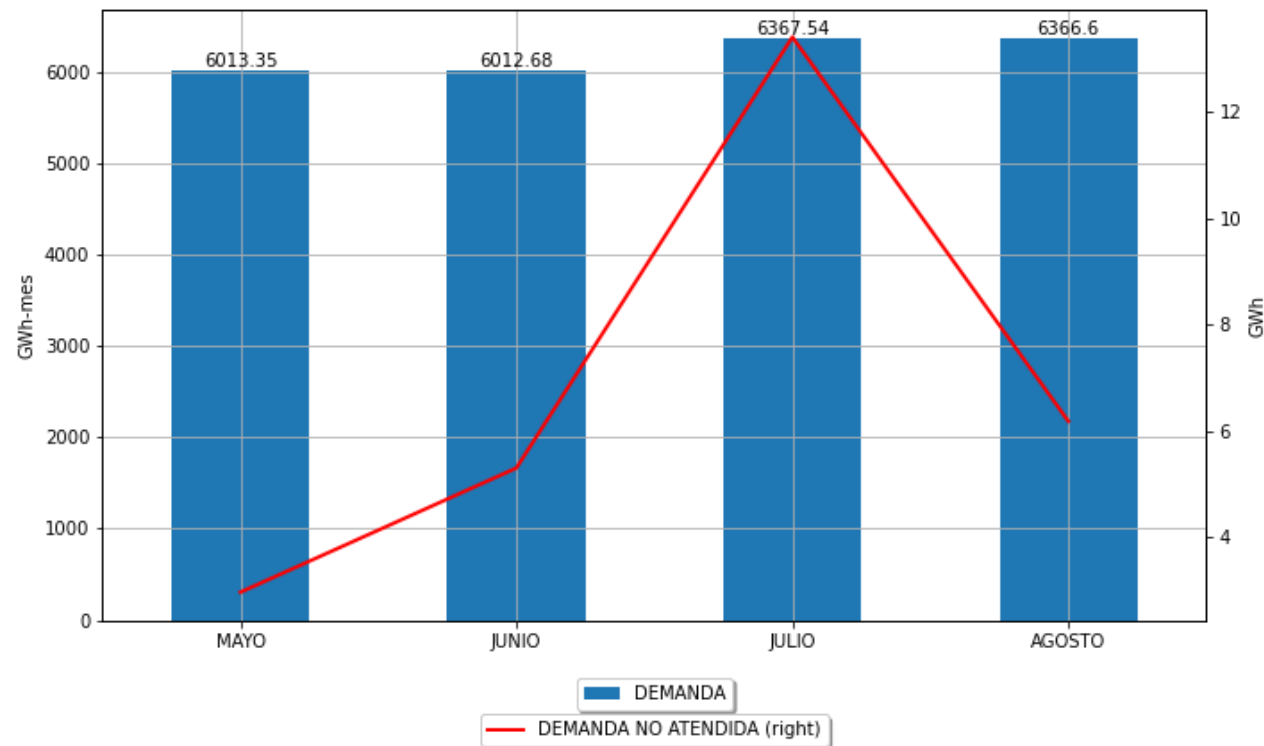
Precio mínimo 185,8 \$/kwh



# Indicador ICOEF e ICOEFas

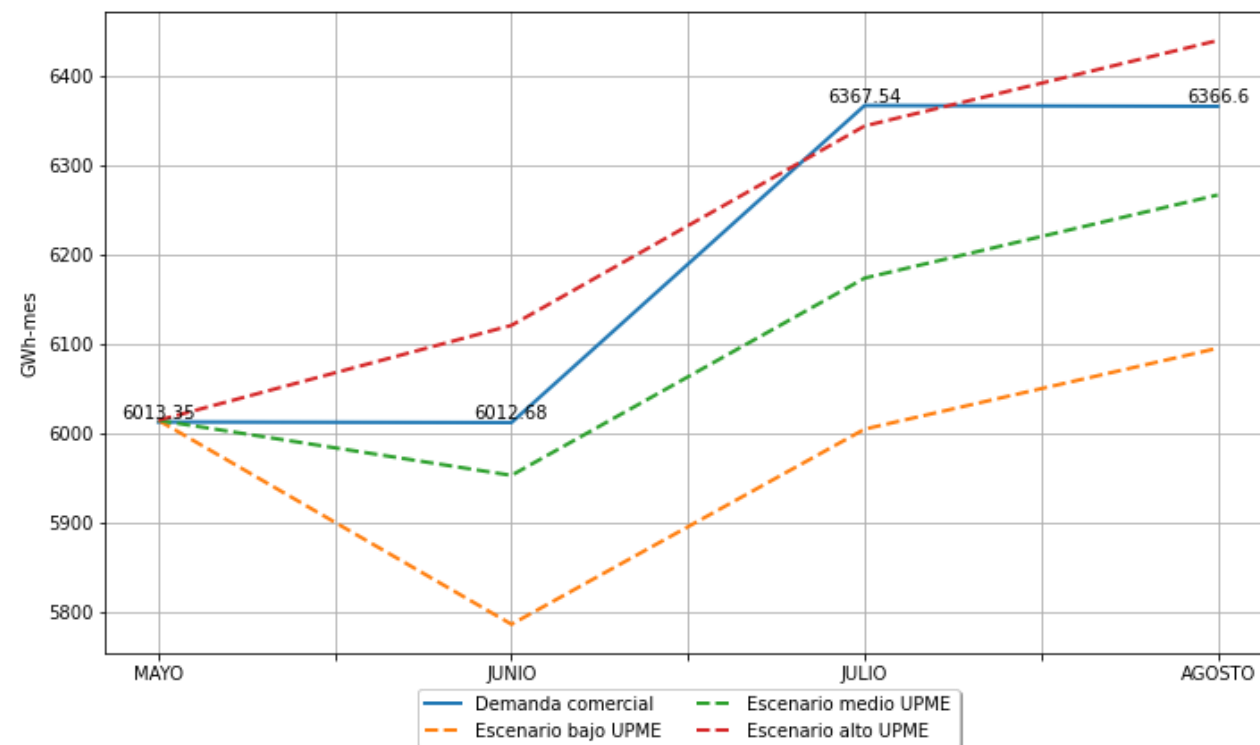


# Demanda en el trimestre

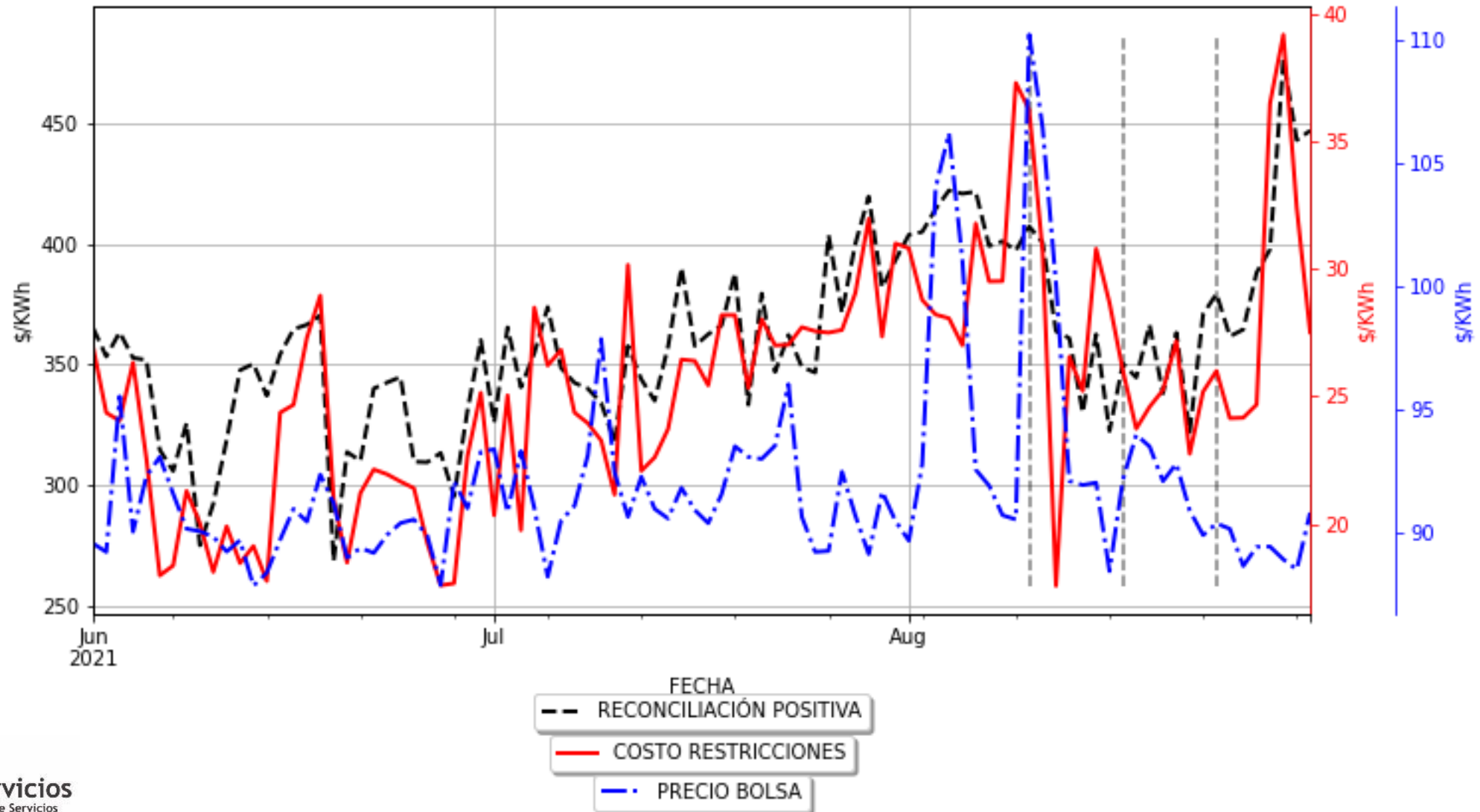


El pico de demanda no atendida se presenta en el mes de julio con 13 GWh, debido principalmente a la consignación de emergencia en la línea Samore - Toledo 1 230 kv

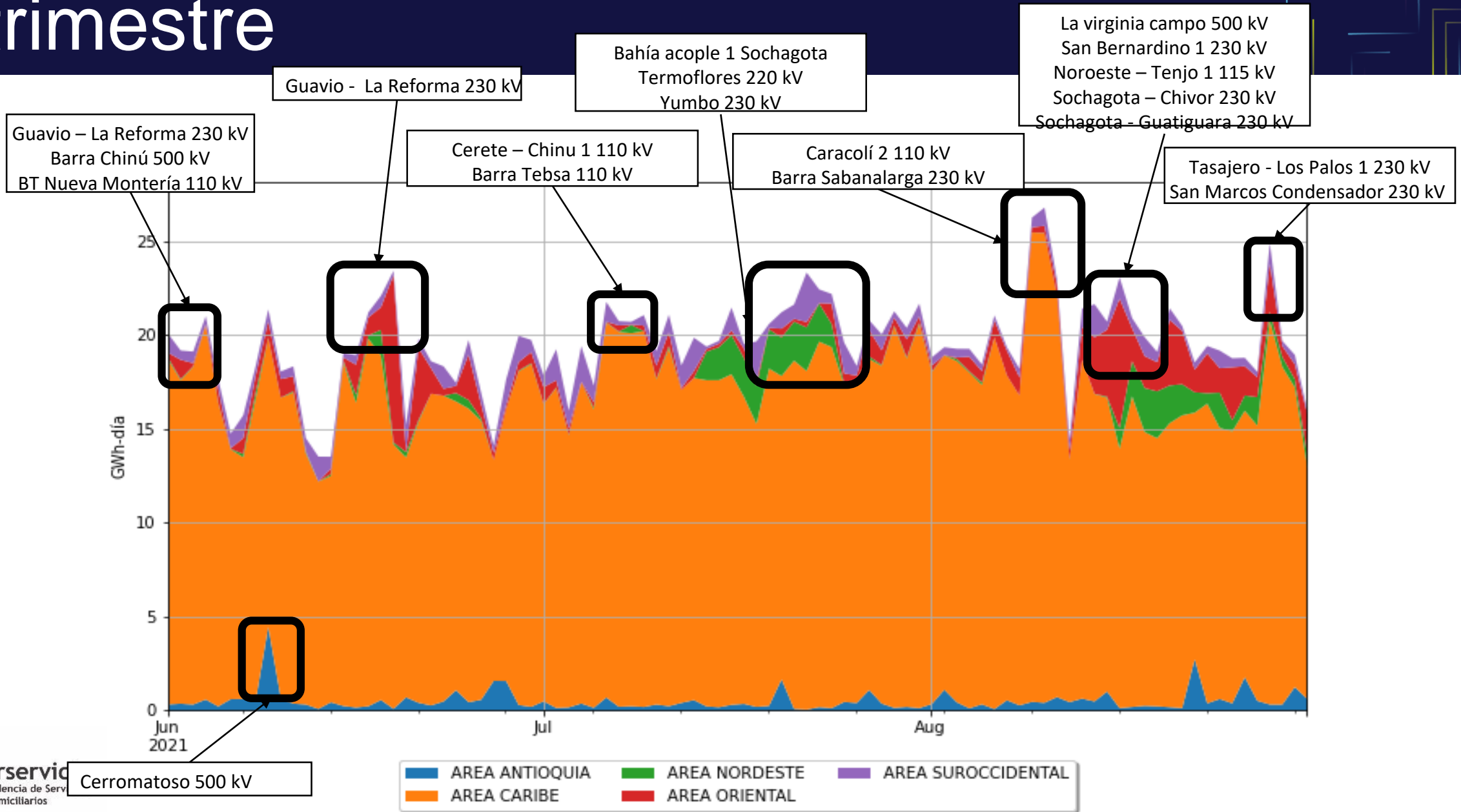
La demanda tiende predominantemente al escenario alto de demanda proyectado por la UPME



# Reconciliación positiva, costos de restricciones y precio de bolsa



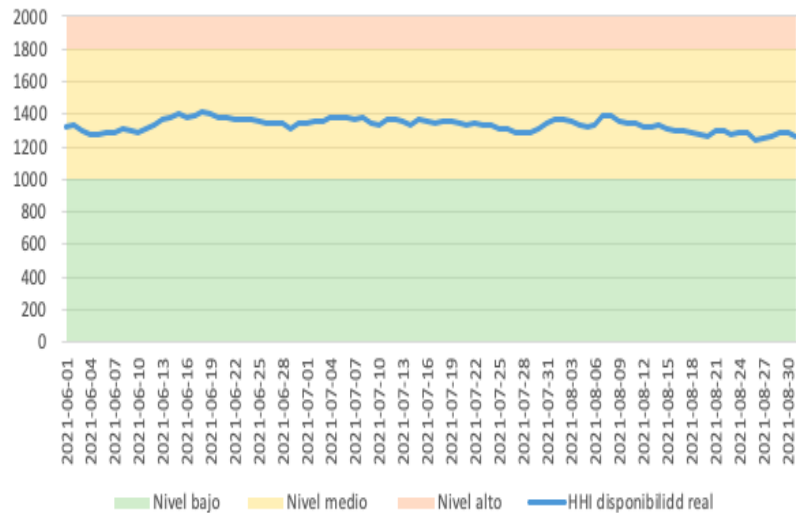
# Generación fuera de mérito en el trimestre



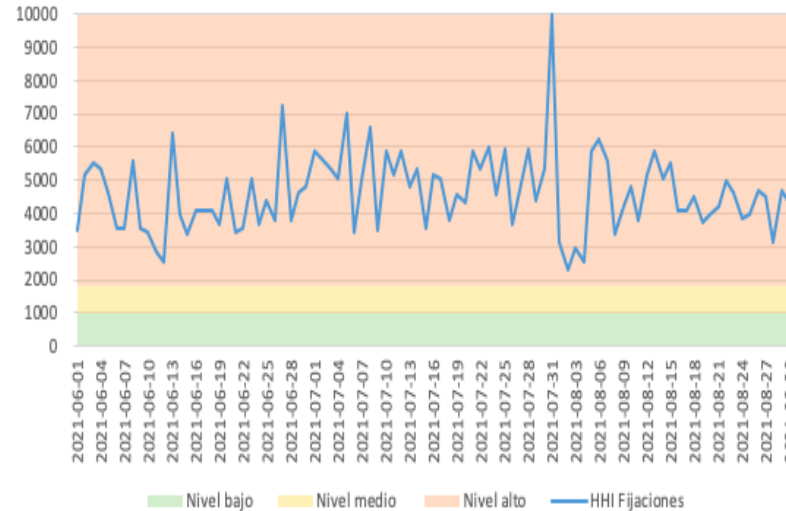


# HHI – Competencia (concentración)

HHI Disponibilidad real

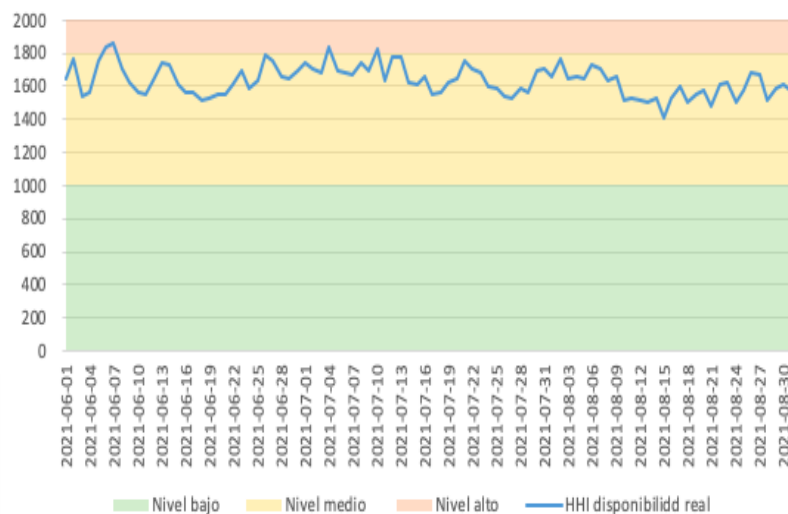


HHI de fijaciones precio de bolsa



- El HHI de Generación es más alto que el de Disponibilidad por la mayor concentración en pocos agentes de la generación hídrica.

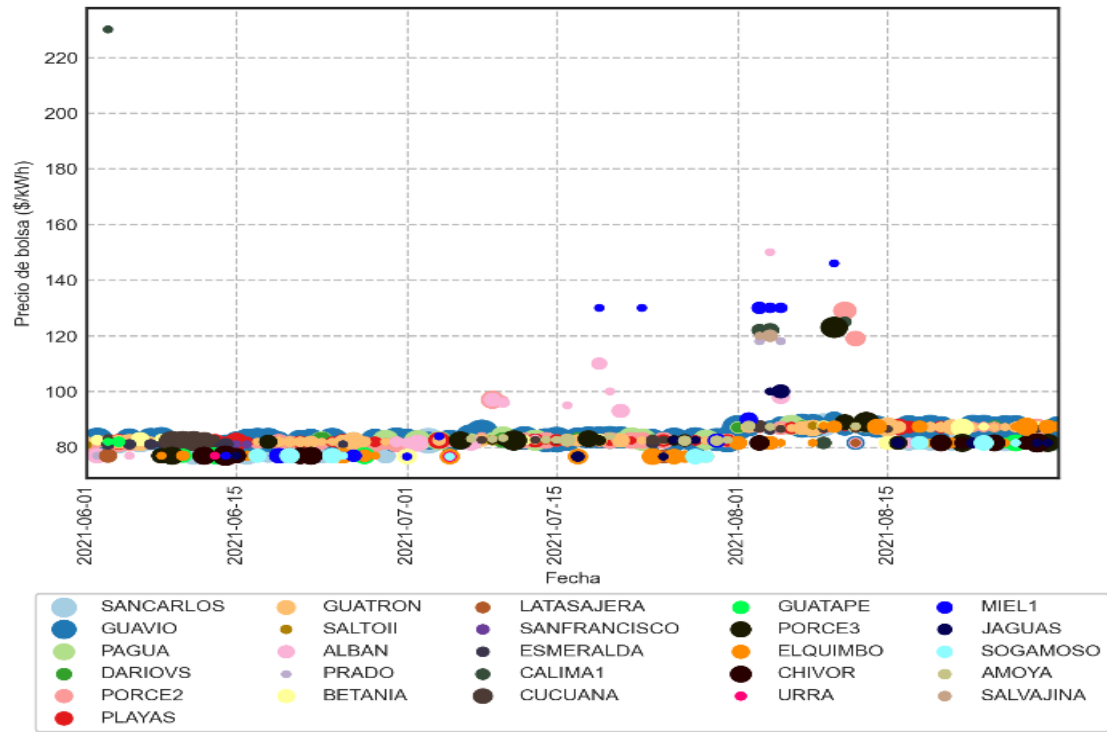
HHI Generación real



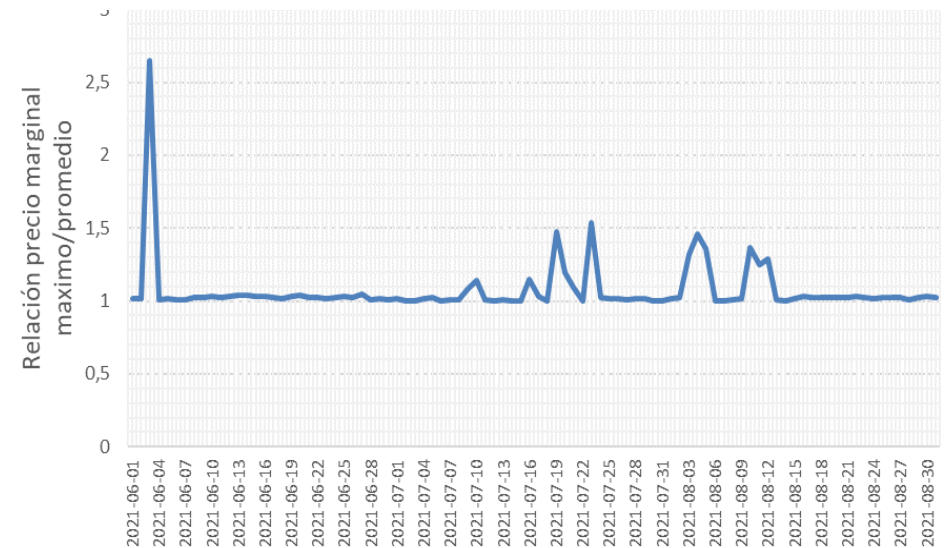
HHI	HHI DR	HHI GR	HHI Fijaciones
Promedio	1332	1636,19	4675,98
Mínimo	1245,94	1409,83	2291,67
Máximo	1413,81	1861,10	10000

# Fijación diaria precios de bolsa

Fijación de precios de bolsa por planta, junio-agosto de 2021



Relación Precio de bolsa máximo sobre precio de bolsa promedio diario



- 26 plantas de 6 agentes fijaron el precio de bolsa en el trimestre.
- El precio promedio del periodo fue 84,22 \$/kWh
- Existió un día donde el precio máximo fue muy superior al promedio diario.

# Fijaciones y precios marginales

*Porcentaje en cantidad de fijaciones por agente*

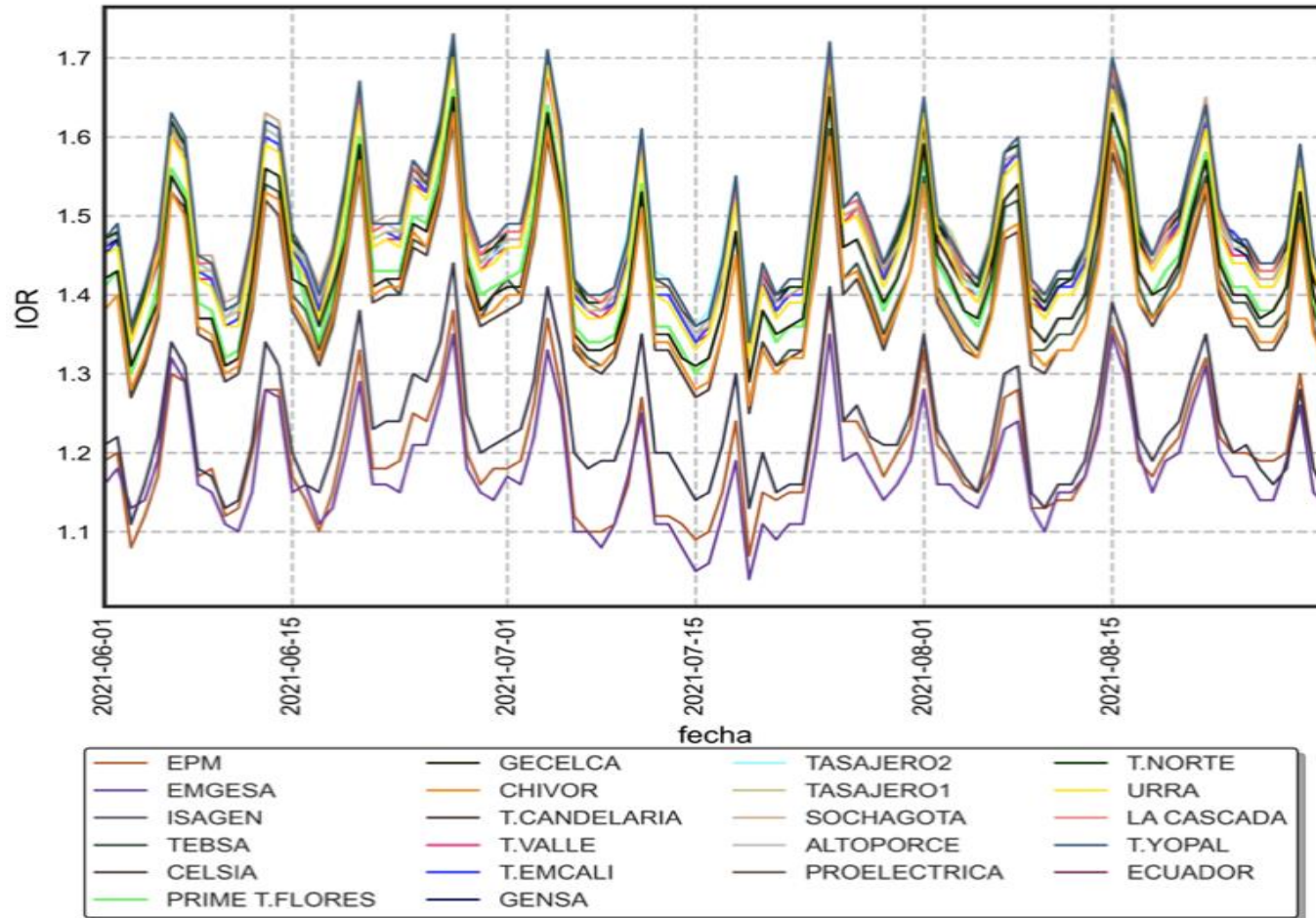
Agente	Junio	Julio	Agosto
EMGESA	36,94%	61,39%	48,79%
EPM	38,47%	25,14%	31,05%
ISAGEN	12,50%	7,22%	10,48%
CELSIA	6,39%	5,97%	5,38%
CHIVOR	5,56%	No tuvo fijaciones	4,30%
URRA	0,14%	0,28%	No tuvo fijaciones

- Dos agentes fijan más del 70% de los precios en el MEM
- El precio de bolsa fijado en promedio esta por debajo o cercano a los 100\$/kwh

*Promedio de precios marginales fijados, por agente \$/kWh*

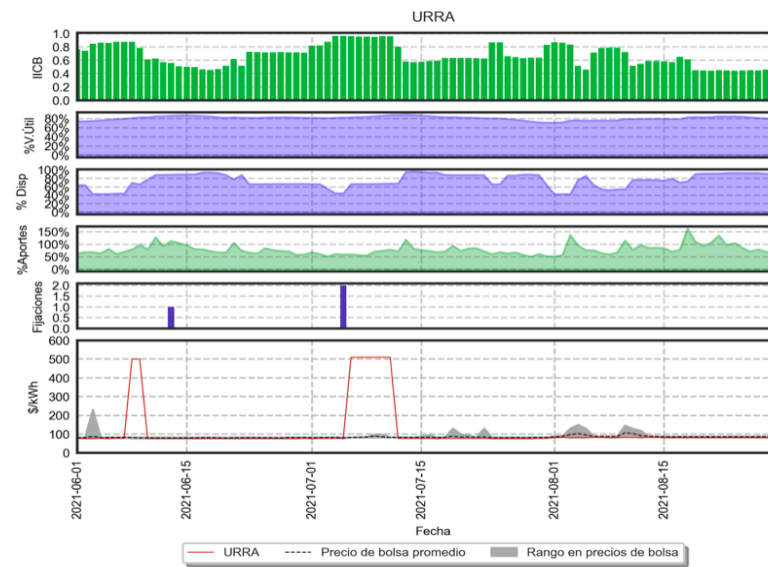
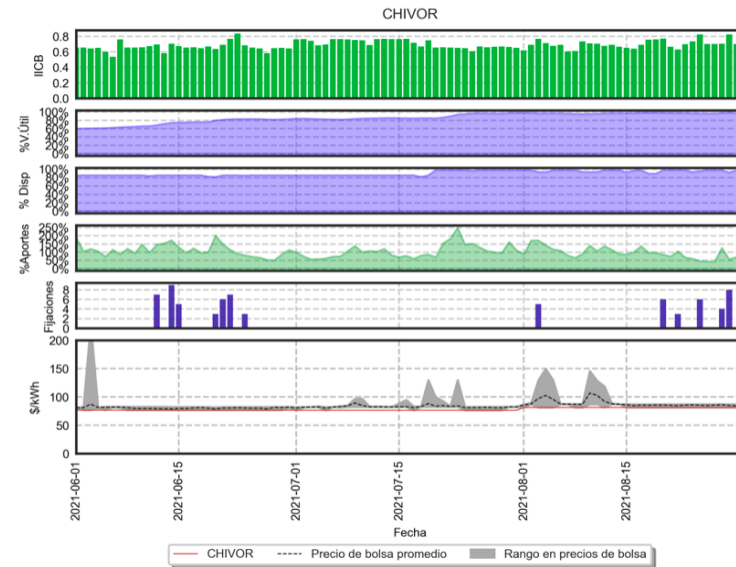
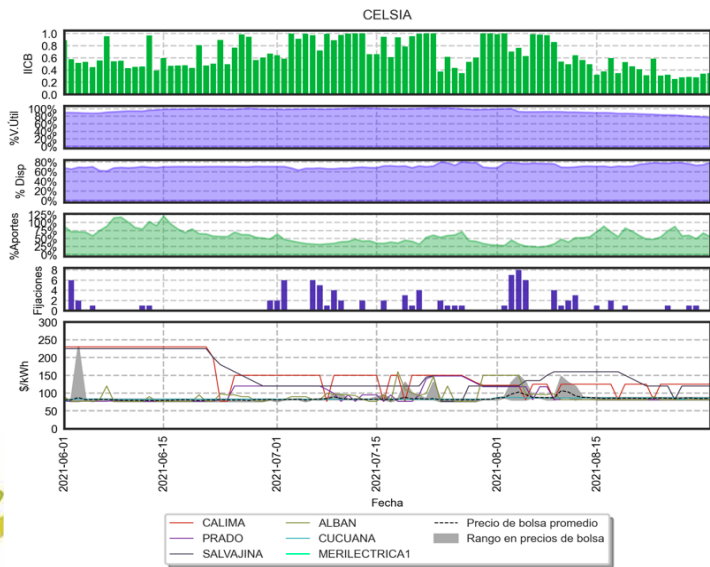
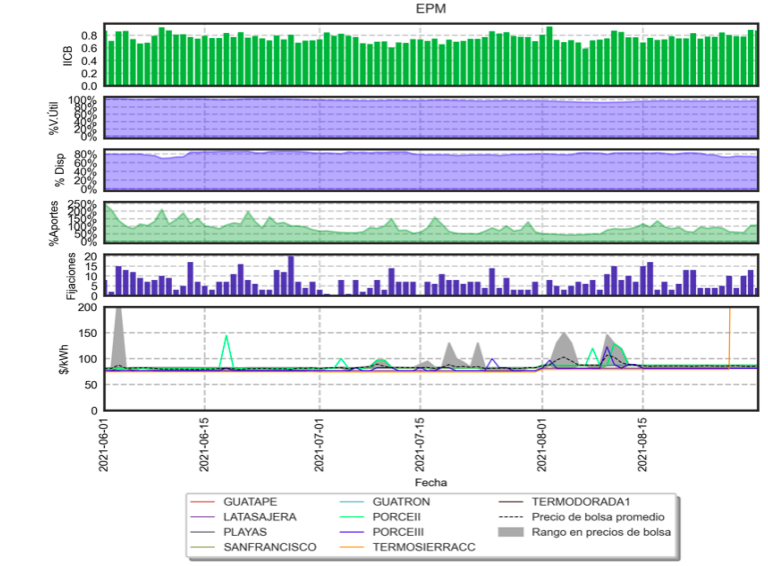
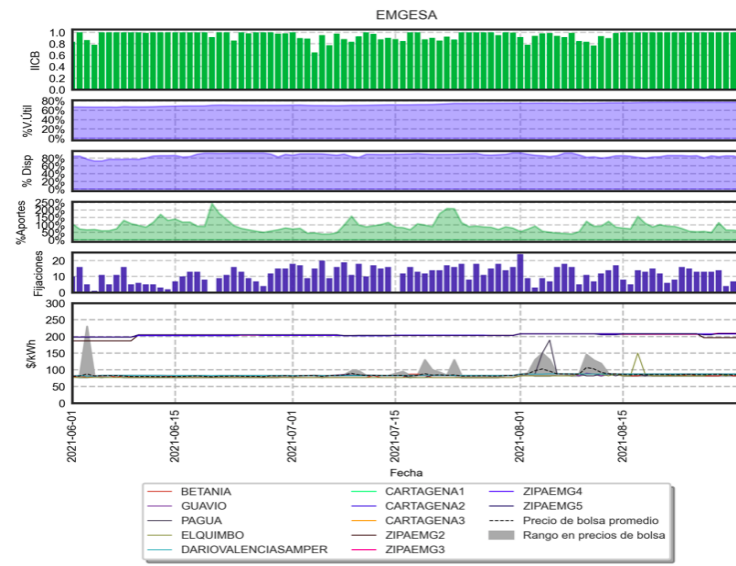
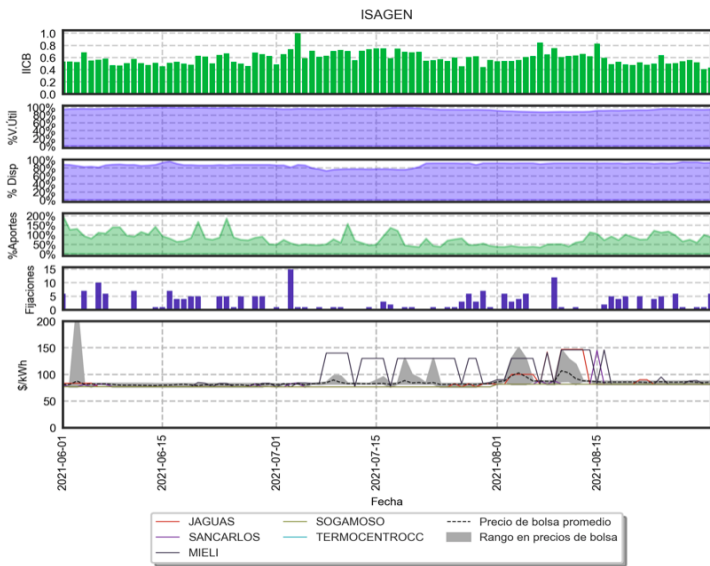
Agente	Junio	Julio	Agosto
EMGESA	82,04	82,49	86,87
EPM	80,67	82,89	89,96
ISAGEN	78,62	82,86	89,62
CELSIA	84,61	87,77	102,24
CHIVOR	76,91	No tuvo fijaciones	81,51
URRA	76,91	76,60	No tuvo fijaciones

# Índice de Oferta Residual



Durante el periodo, ningún agente fue estrictamente pivotal ( IOR < 1 )

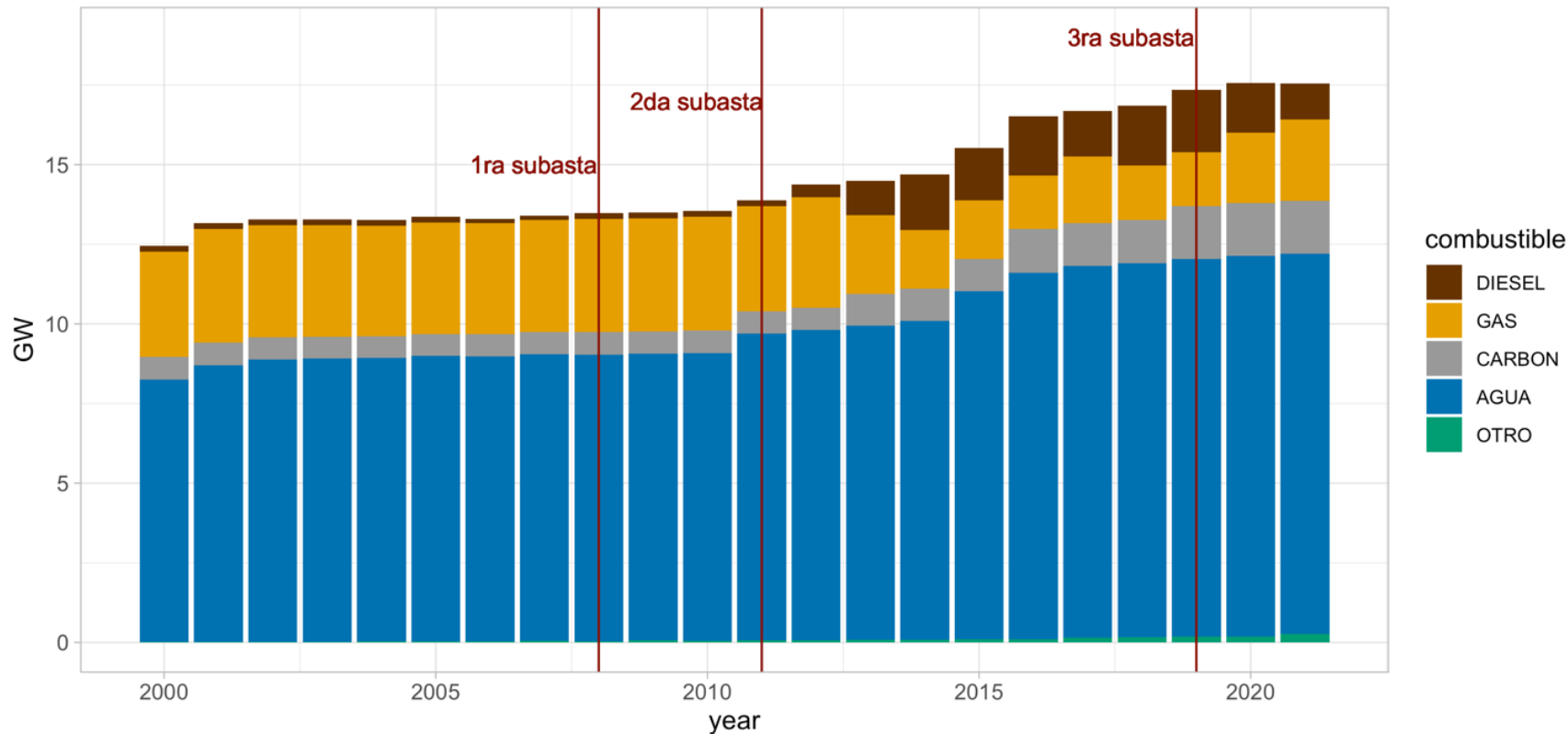
# Análisis externalidades





# Expansión de la capacidad instalada

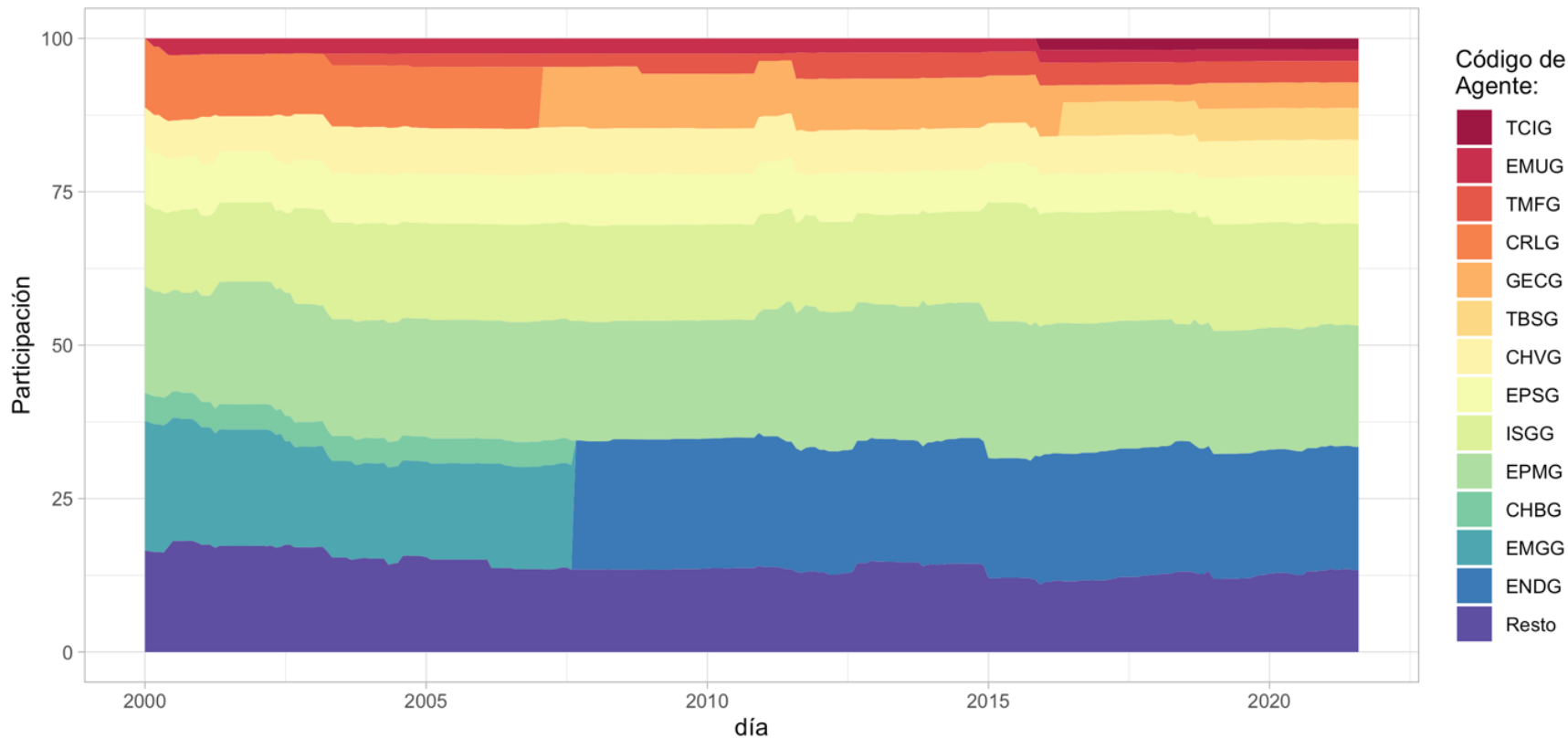
Evolución de la Matriz de Capacidad Instalada del SIN



- A partir de 2011 comienza una tendencia creciente en la expansión de la Capacidad Instalada, con las primeras plantas del Cargo por Confiabilidad
- Si se compara con 2006, la capacidad hidroeléctrica ha incrementado de 8.95 GW a 11.94 GW en 2021
- Por su parte, la capacidad instalada a carbón pasó de 690 MW a 1.66 GW (más del doble respecto a los valores de 2006)

# Evolución de la participación de los agentes en la CEN

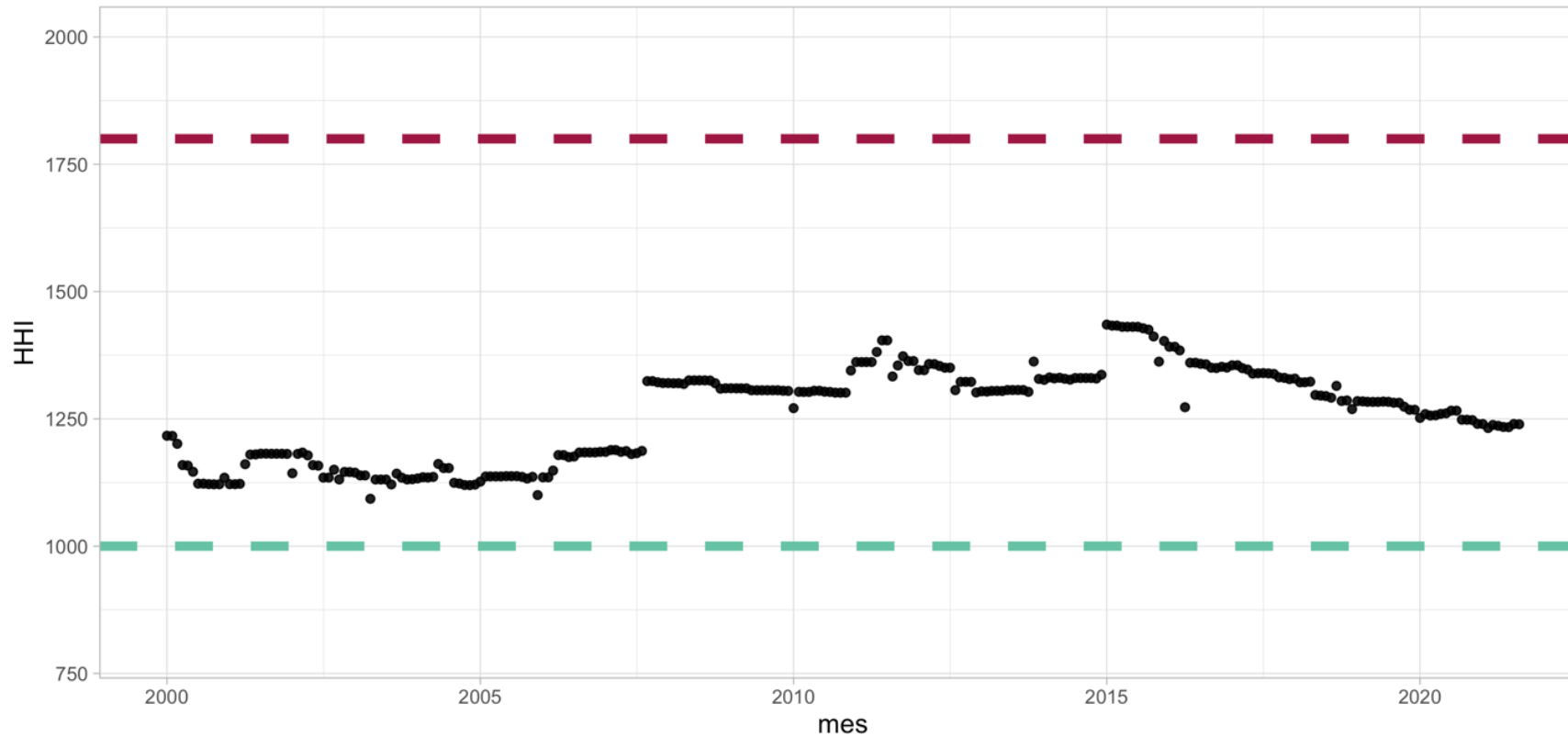
Participación de los principales agentes en la Capacidad Efectiva Neta



- En 2000, los principales agentes eran EMGG (21.0%), EPMG (17.2%), ISGG (13.5%) y CRLG (11.2). En conjunto, los tres primeros controlaban mas del 51%.
- Para 2021, los principales agentes son ENDG (20.1%), EPMG (19.8%), ISGG (16.5%) y EPSG (7.9%). En conjunto, los tres primeros controlaban mas del 56%.

# Evolución de la concentración del mercado en la CEN

Evolución mensual del índice HHI con base en la Capacidad Efectiva Neta



- Entre 2000 y 2016 se han presentado saltos de nivel en el índice HHI debido al traspaso del control de activos de generación:
  - En 2007 EMGG pasa a ser ENDG y a adquirir el control de los activos de generación de CHBG (Betania)
  - ISGG expande su participación hacia 2015
- Desde 2016 se presenta una tendencia decreciente con la aparición de nuevos activos de generación



# Gracias

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

Carrera 18 No. 84-35

PBX: (57-1) 691-3005

[sspd@superservicios.gov.co](mailto:sspd@superservicios.gov.co)

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

Bogotá D.C., Colombia



El futuro  
es de todos

DNP  
Departamento  
Nacional de Planeación



**Superservicios**  
Superintendencia de Servicios  
Públicos Domiciliarios