



vinken

Reporte Semanal de Mercados

Lunes 03/03/2025

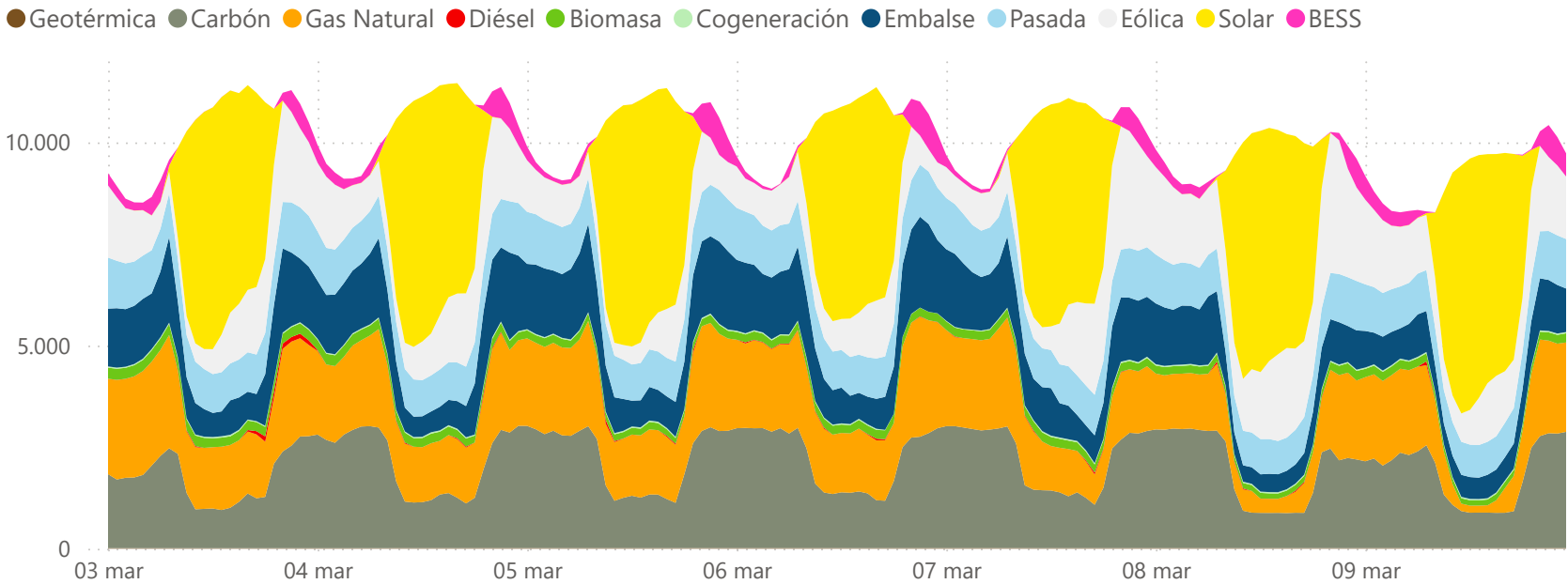
-

Domingo 09/03/2025

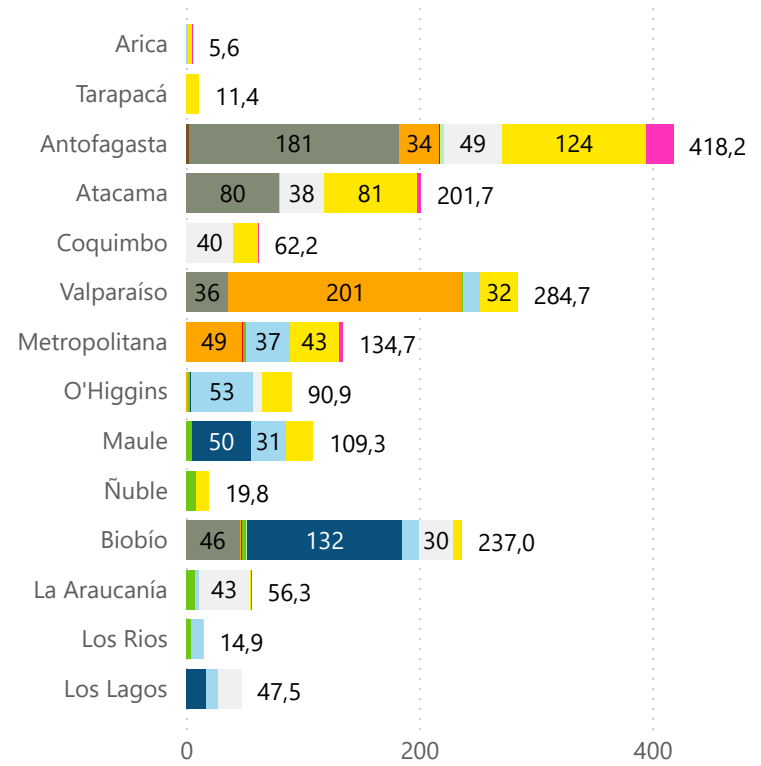
Generación Semanal

Periodo lun 03/03/2025 - dom 09/03/2025

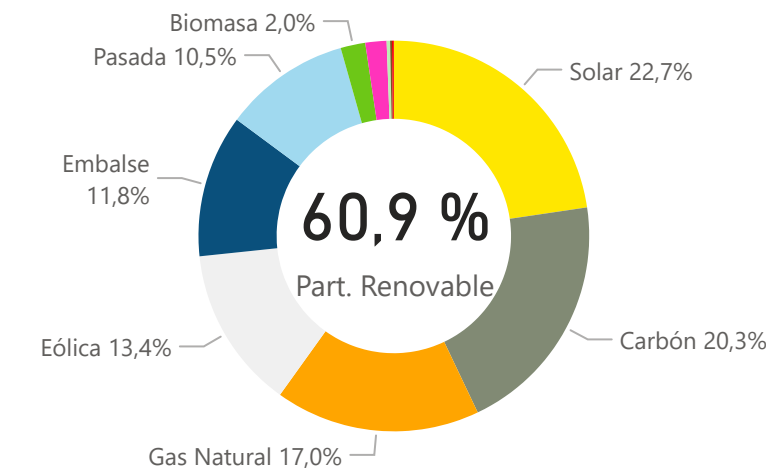
Generación Horaria por Tecnología (MWh)



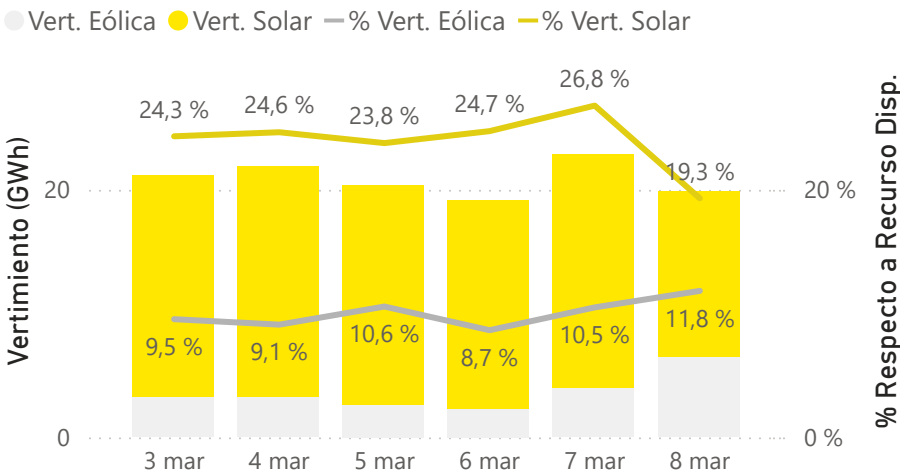
Generación por Región (GWh)



Mix de Generación Semanal



Vertimientos de Energía Renovable (GWh)



Máx. Part. Renovable

09-03-2025 13:00:00

88,8 %

Máx. Participación ERV

08-03-2025 14:00:00

74,3 %

Máx. Participación PMGD

09-03-2025 11:00:00

23,0 %

Demanda Máx. (MWh/h)

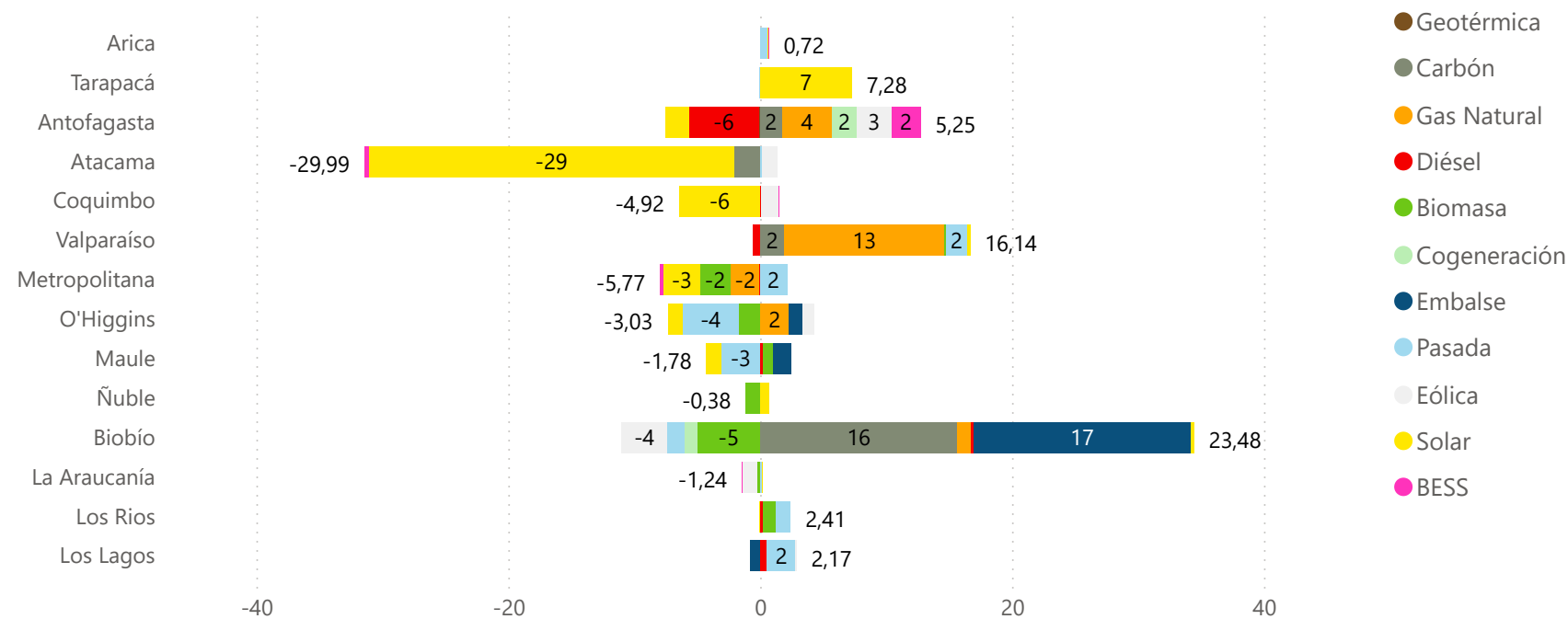
04-03-2025 16:00:00

11458

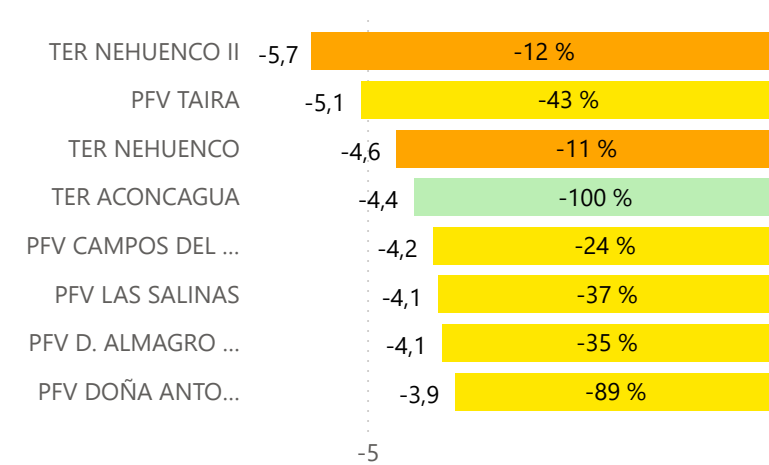
Desviaciones de Generación

Periodo lun 03/03/2025 - dom 09/03/2025

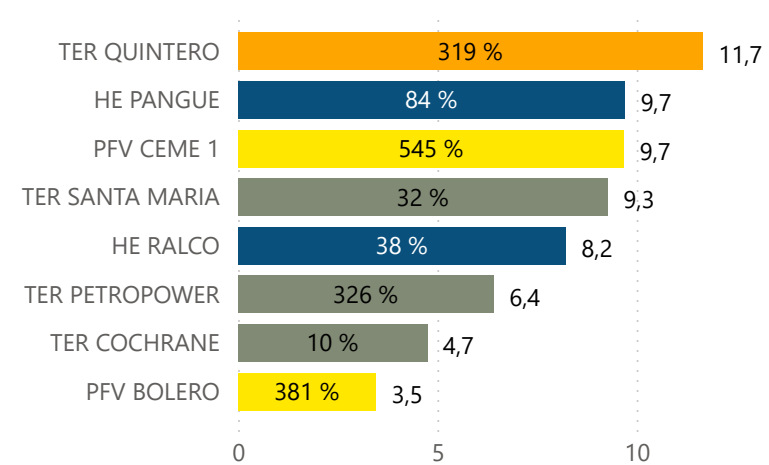
Desviación de Generación por Región (GWh)



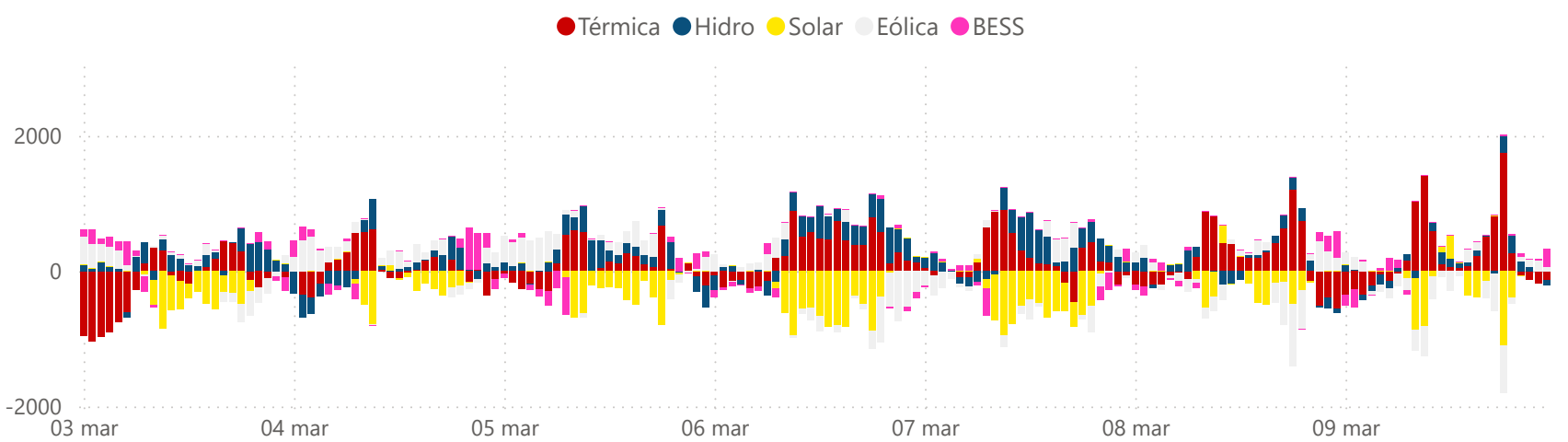
Menor Generación que en el Programa (GWh)



Mayor Generación que en el Programa (GWh)



Desviación de Generación Horaria por Tecnología (MWh)



Mayor Desvío (MWh/h)

Eólica
08-03-2025 18:00:00
-924,6

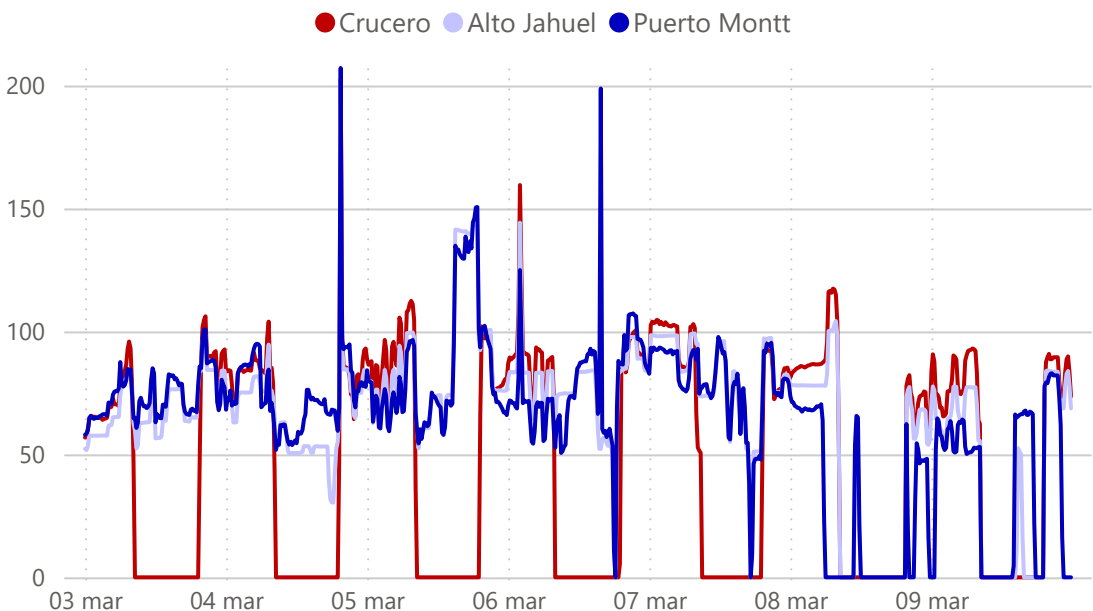
Mayor Desvío (MWh/h)

Solar
09-03-2025 18:00:00
-1095,4

Costos Marginales

Periodo lun 03/03/2025 - dom 09/03/2025

Costos Marginales Reales (USD/MWh)



CMg Promedio (USD/MWh)

Subestación	Progr.	Real	Hrs. CMg Real 0 (%)
Pozo Almonte	50,0	50,3	45,1 %
Crucero	47,6	46,5	45,1 %
Cardones	46,1	44,5	45,1 %
Pan de Azúcar	58,6	66,1	12,1 %
Quillota	62,8	65,0	12,1 %
Alto Jahuel	64,3	66,7	12,1 %
Ancoa	63,3	65,2	12,1 %
Charrúa	63,0	64,5	12,1 %
Temuco	59,5	61,7	15,6 %
Nueva Pichirropulli	65,4	64,2	14,1 %
Puerto Montt	66,3	64,3	14,1 %

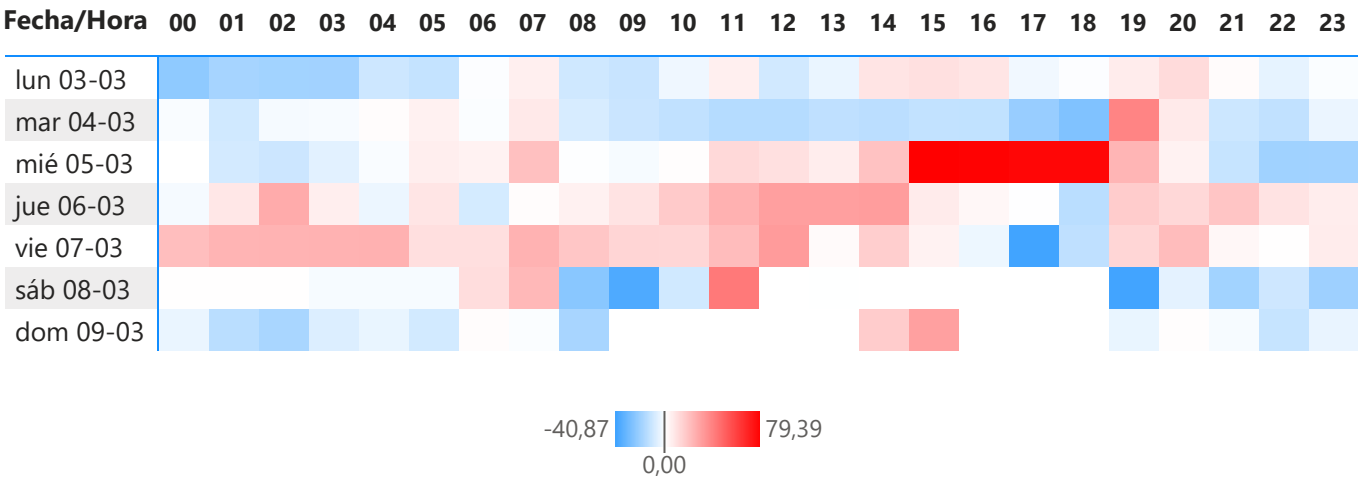
Nota: Se consideran barras de 220 kV.

Congestiones Promedio entre Zonas

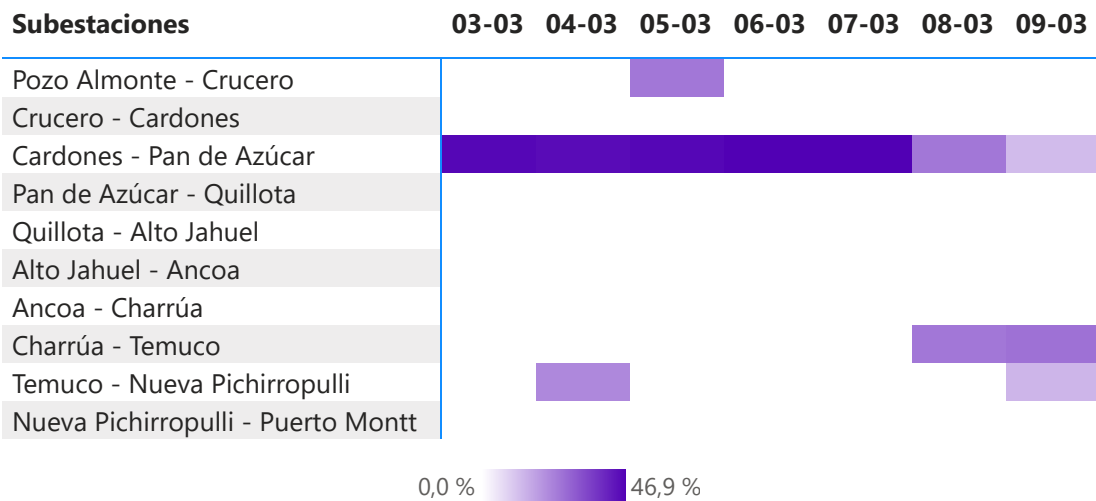
Subestaciones	Congestión (USD/MWh)	Duración (%)
Pozo Almonte - Crucero	0,0	3,6 %
Crucero - Cardones	-	0,0 %
Cardones - Pan de Azúcar	-58,1	38,2 %
Pan de Azúcar - Quillota	-	0,0 %
Quillota - Alto Jahuel	-	0,0 %
Alto Jahuel - Ancoa	-	0,0 %
Ancoa - Charrúa	-	0,0 %
Charrúa - Temuco	49,8	7,3 %
Temuco - Nueva Pichirropulli	-30,8	5,1 %
Nueva Pichirropulli - Puerto Montt	-	0,0 %

Nota: Se considera congestión entre zonas cuando alguno de los tramos que conectan las subestaciones se encuentra en su límite según el CEN, no necesariamente correspondiendo a una línea directa entre ambas.

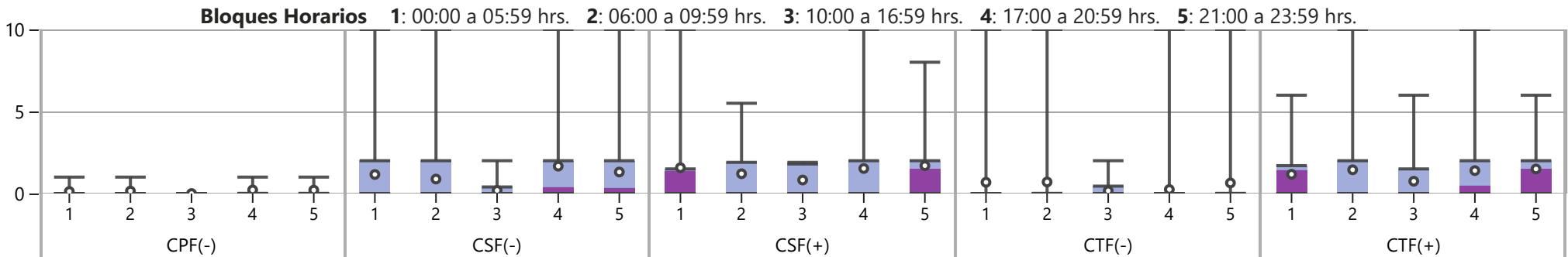
Desviaciones CMg Real Respecto a Programado Alto Jahuel (USD/MWh)



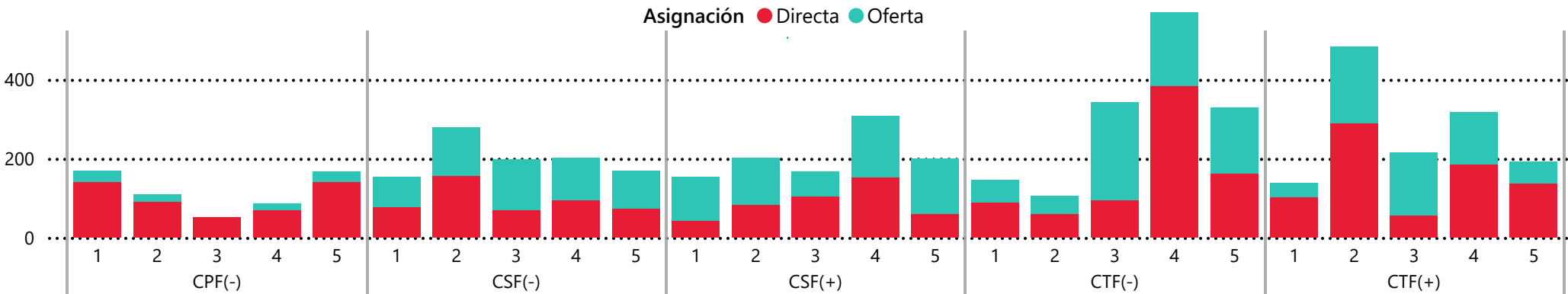
Duración de Congestiones entre Zonas (%)



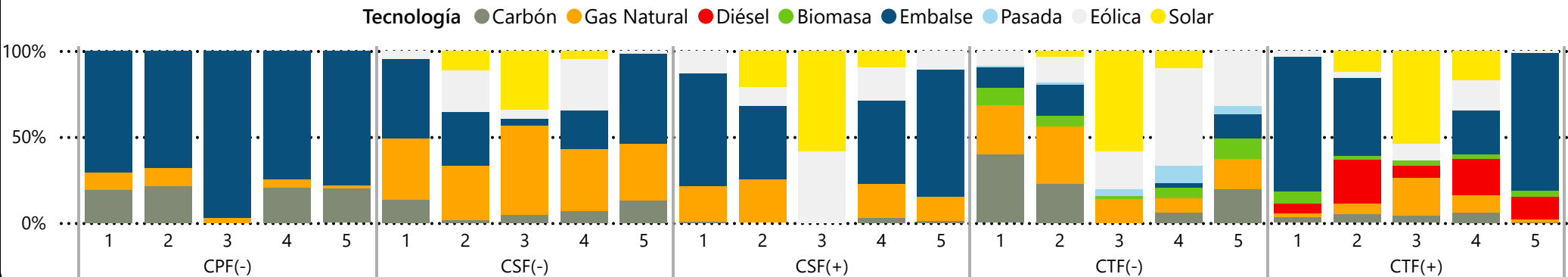
Distribución de Ofertas Asignadas por SSCC (USD/MW)



Tipo de Asignación por SSCC (MW/h por Bloque Horario)



Asignación de SSCC por Tecnología (%)



Asignación por Ofertas y Mayor Tecnología Asignada por SSCC

CPF(-)

Asignación Ofertas 14,3 %
Hidro Embalse 75,6 %

CSF(+)

Asignación Ofertas 55,3 %
Hidro Embalse 42,1 %

CSF(-)

Asignación Ofertas 54,0 %
Gas Natural 39,2 %

CTF(+)

Asignación Ofertas 45,7 %
Hidro Embalse 37,8 %

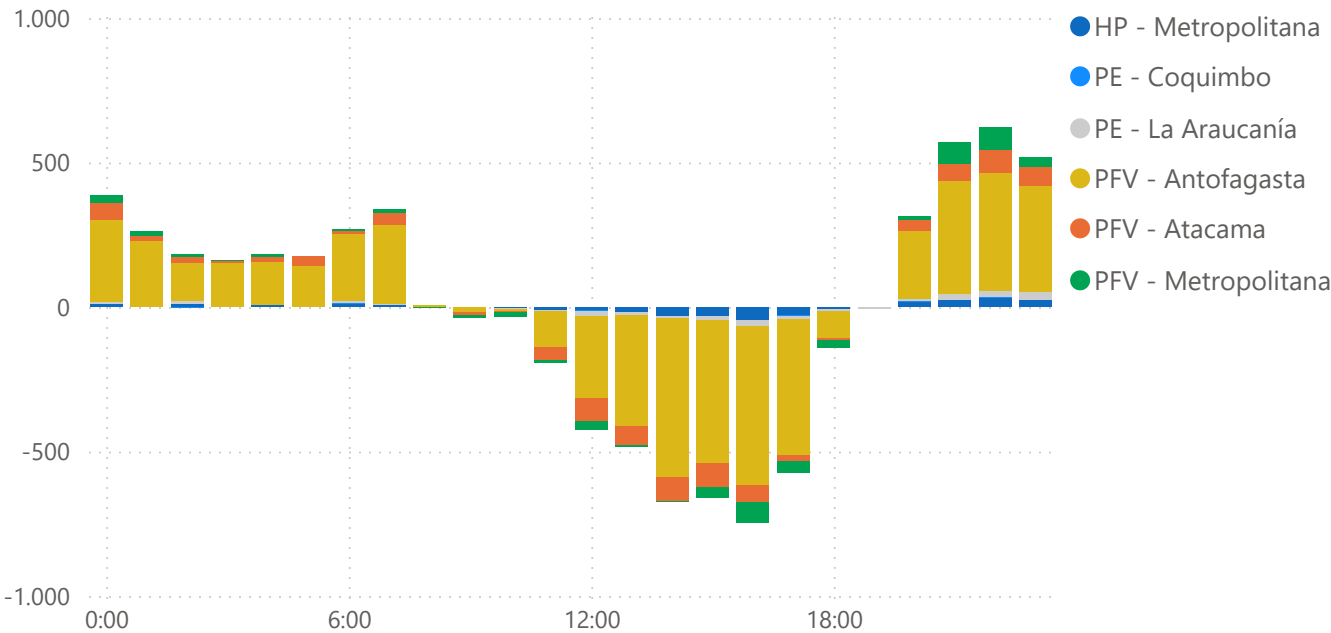
CTF(-)

Asignación Ofertas 50,3 %
Eólica 32,7 %

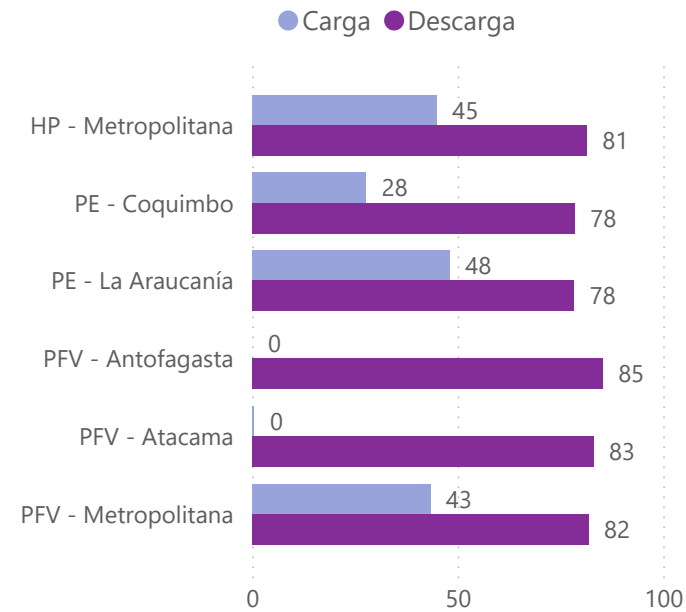
Almacenamiento

Periodo lun 03/03/2025 - dom 09/03/2025

Perfil Diario Promedio del Programa BESS (MWh)



CMg Programado Promedio Ciclos (USD/MWh)



Diferencia CMg Real Noche - Día (USD/MWh)

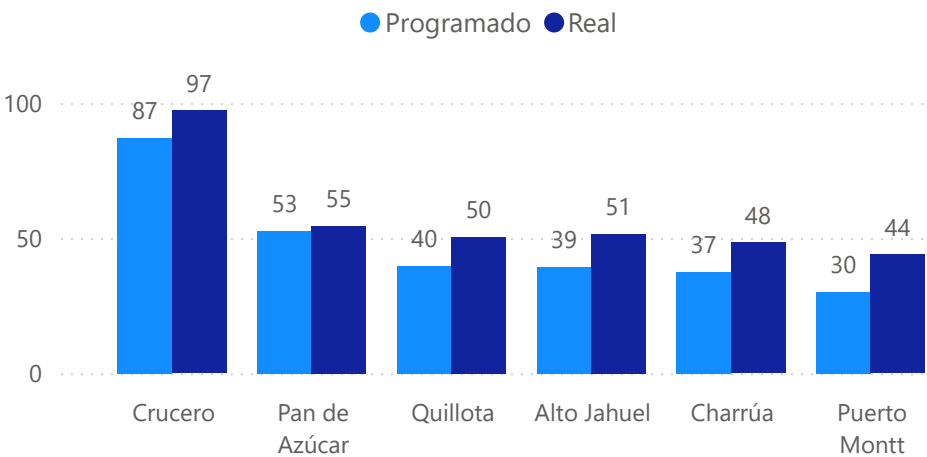


Arbitraje Programado Promedio (USD/MWh)

BESS	USD/MWh	BESS	USD/MWh
HP ALFALFAL	24,8	PE PUNTA SIERRA	45,3
PE LA CABAÑA	34,6	PFV DON HUMBERTO	45,6
PFV ANDES SOLAR II	86,5	PFV MANZANO	39,9
PFV ANDES SOLAR II-B	87,1	PFV SALVADOR	83,0
PFV ANDES SOLAR IV	86,6	PFV SAN ANDRES	82,8
PFV CAPRICORNIO	86,2	PFV TAMAYA SOLAR	82,3
PFV COYA	83,1	PFV URIBE SOLAR	90,8
PFV D. ALMAGRO SUR	82,8		

Nota: Se refiere al arbitraje como el beneficio por unidad de energía inyectada a la red, considerando cargas y descargas valorizadas a CMg.

Arbitraje Ideal (4 Hrs.) (USD/MWh)



Nota: Se considera una batería de 4 hrs. de duración, que carga en las horas de menor CMg durante el día, y se descarga en las horas de mayor CMg durante la noche.



vinken

¡Gracias!

¿Te gustaría contactarnos?
Hazlo a través de los siguientes canales:

contacto@vinken.cl
www.vinken.cl