



vinken

Reporte Semanal de Mercados

Lunes 27/01/2025

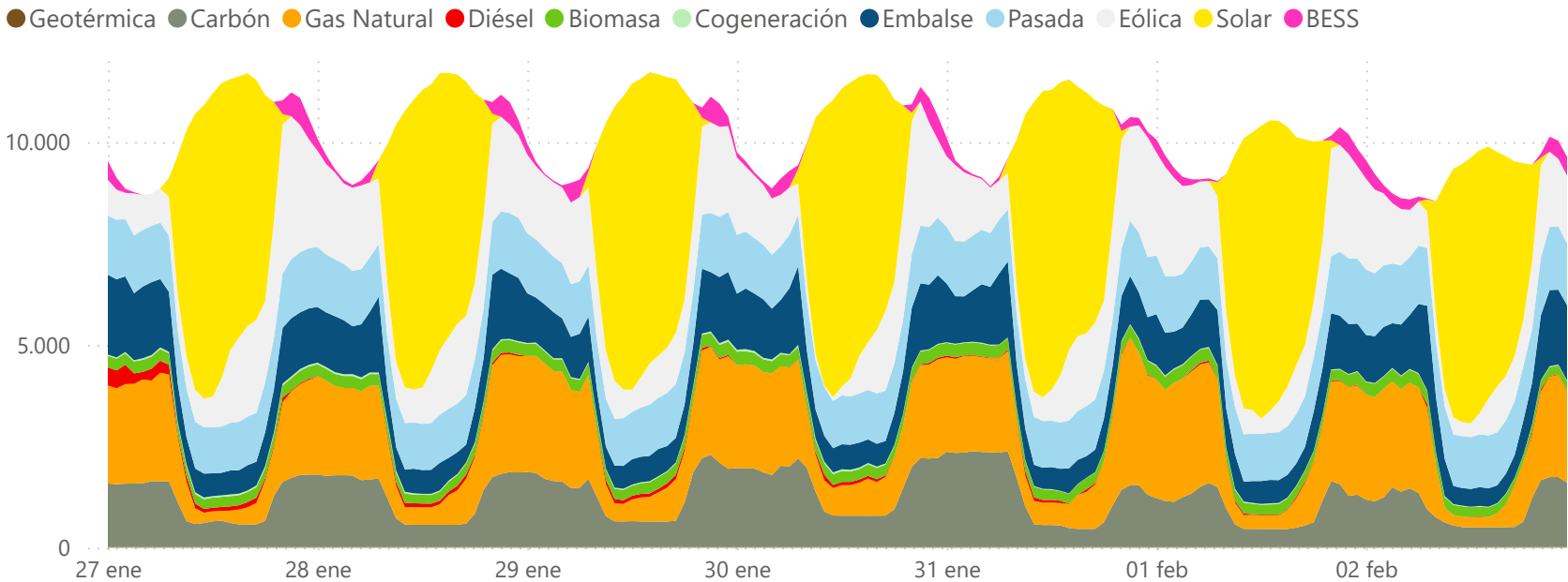
-

Domingo 02/02/2025

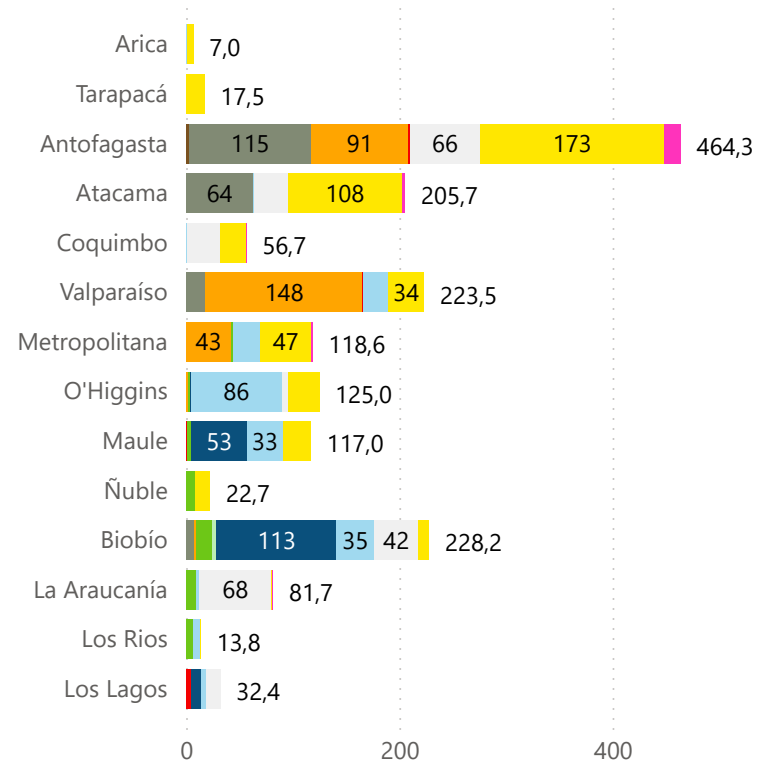
Generación Semanal

Periodo lun. 27/01/2025 - dom. 02/02/2025

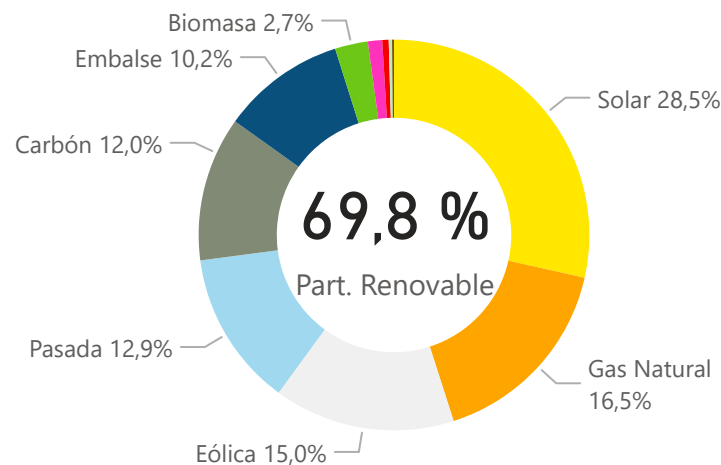
Generación Horaria por Tecnología (MWh)



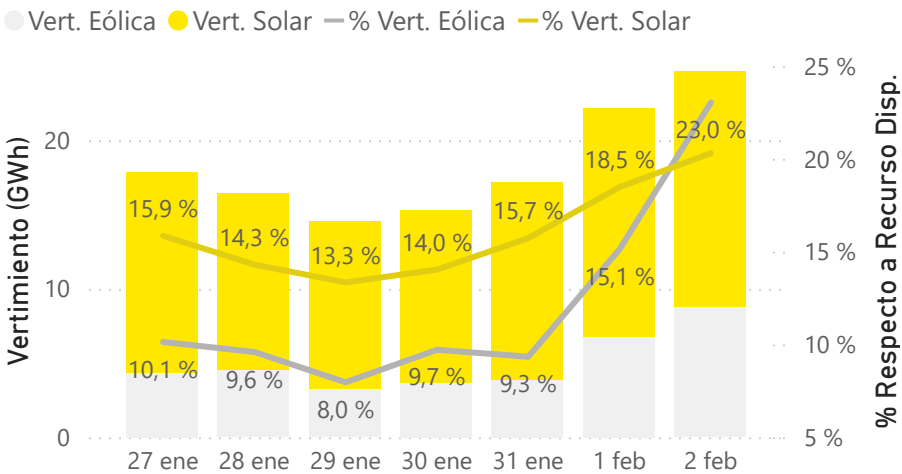
Generación por Región (GWh)



Mix de Generación Semanal



Vertimientos de Energía Renovable (GWh)



Máx. Part. Renewable

02/02/2025 14:00:00

92,3 %

Máx. Participación ERV

27/01/2025 13:00:00

74,0 %

Máx. Participación PMGD

02/02/2025 12:00:00

22,3 %

Demanda Máx. (MWh/h)

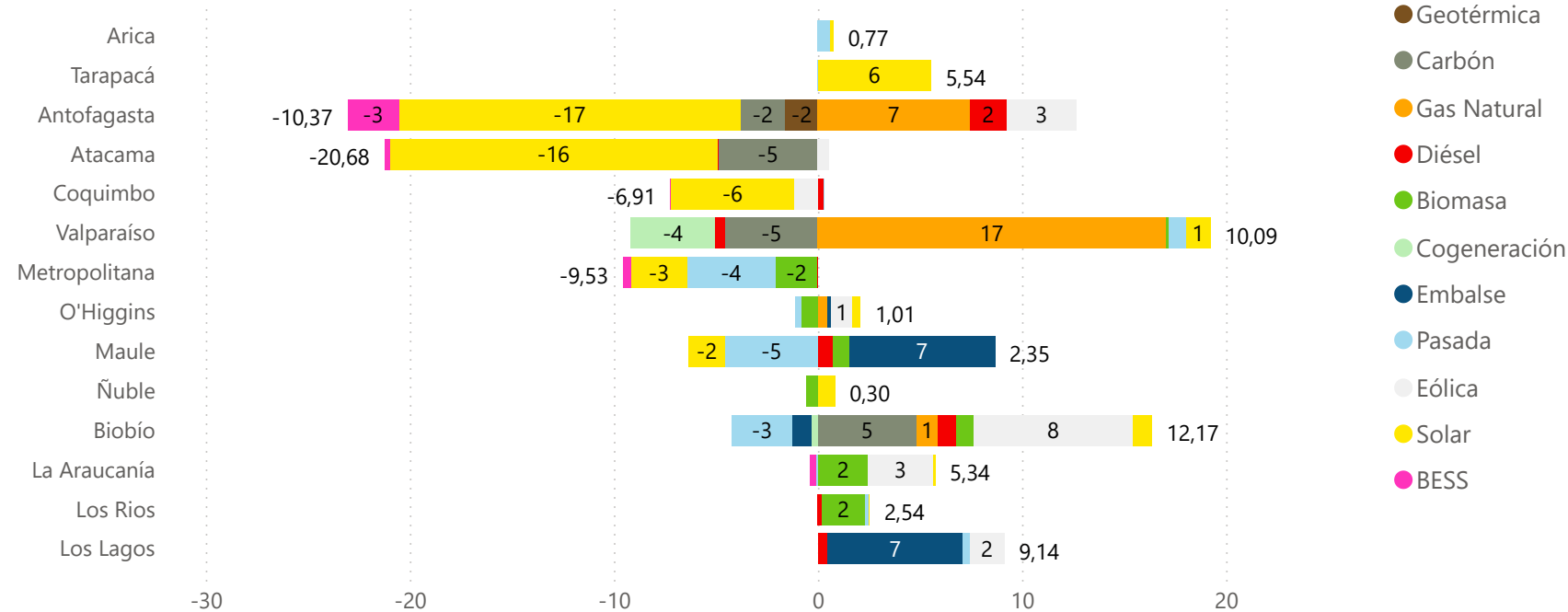
29/01/2025 14:00:00

11718

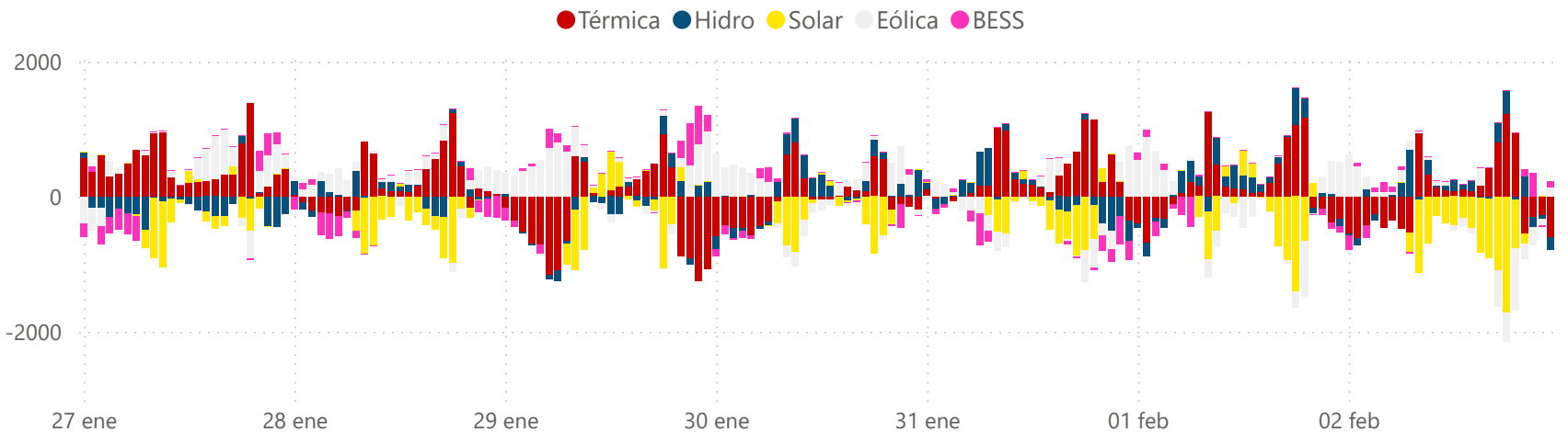
Desviaciones de Generación

Periodo lun. 27/01/2025 - dom. 02/02/2025

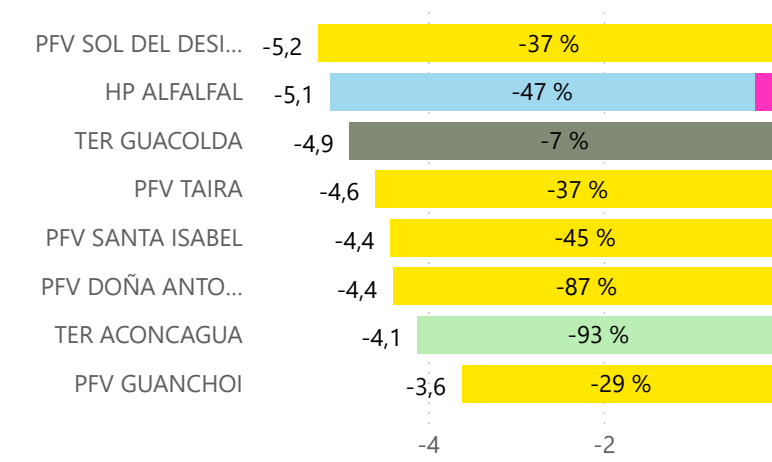
Desviación de Generación por Región (GWh)



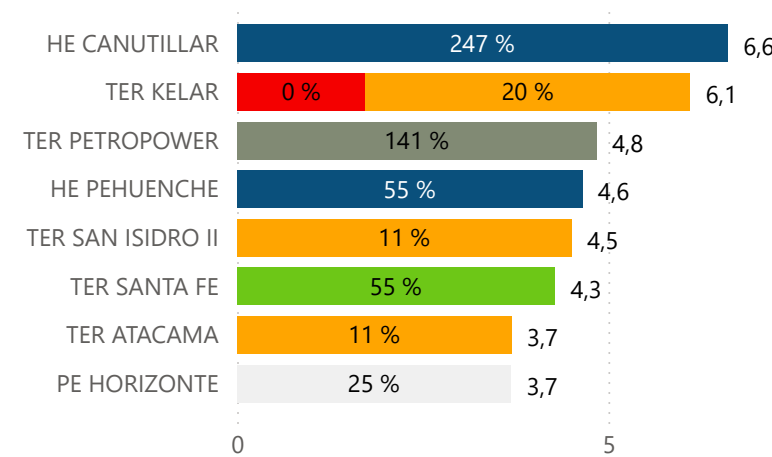
Desviación de Generación Horaria por Tecnología (MWh)



Menor Generación que en el Programa (GWh)



Mayor Generación que en el Programa (GWh)



Mayor Desvío (MWh/h)

Eólica
02/02/2025 19:00:00
-902,0

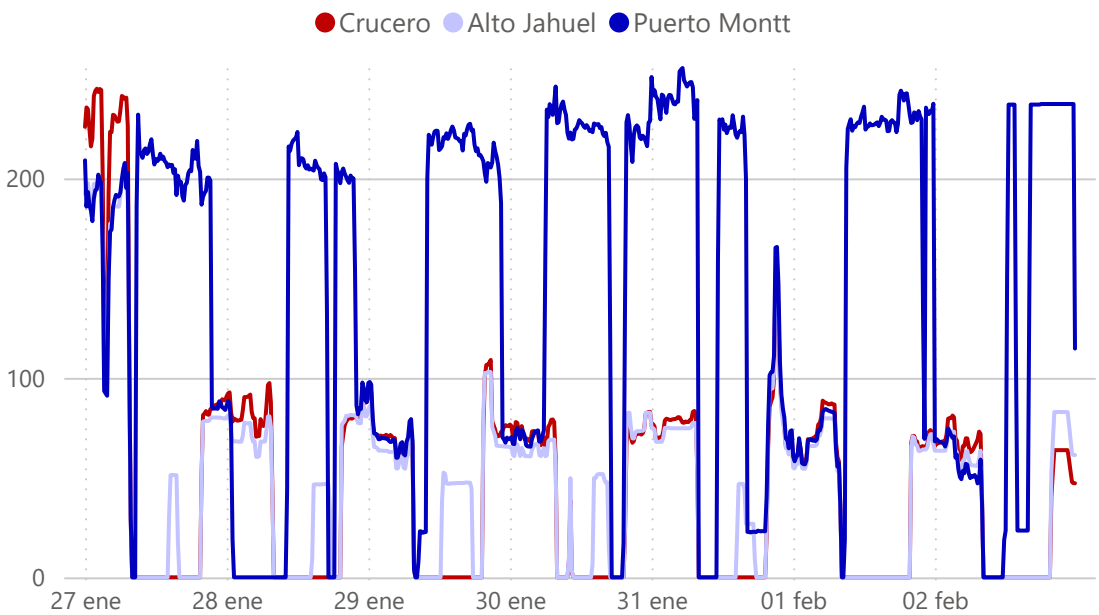
Mayor Desvío (MWh/h)

Solar
02/02/2025 18:00:00
-1722,0

Costos Marginales

Periodo lun. 27/01/2025 - dom. 02/02/2025

Costos Marginales Reales (USD/MWh)



CMg Promedio (USD/MWh)

Subestación	Progr.	Real	Hrs. CMg Real 0 (%)
Pozo Almonte	56,5	48,7	48,2 %
Crucero	53,9	45,0	47,8 %
Cardones	43,3	43,0	47,8 %
Pan de Azúcar	42,8	42,1	47,8 %
Quillota	45,2	44,8	37,9 %
Alto Jahuel	46,6	45,6	37,9 %
Ancoa	45,7	44,4	37,9 %
Charrúa	45,3	43,8	37,9 %
Temuco	44,0	41,9	42,0 %
Nueva Pichirropulli	119,9	140,9	12,4 %
Puerto Montt	121,5	143,9	12,4 %

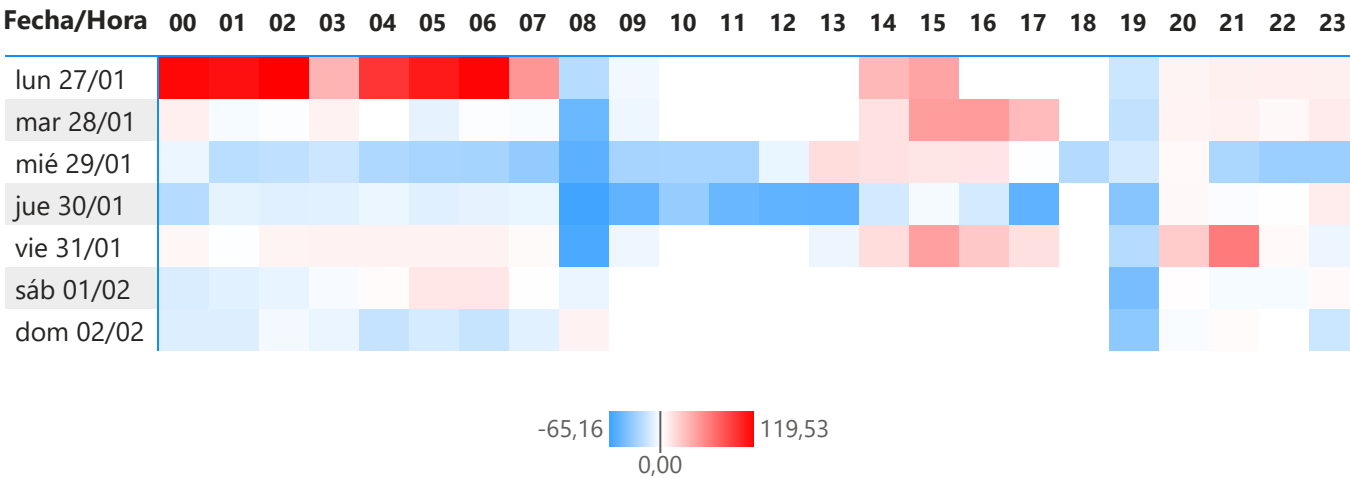
Nota: Se consideran barras de 220 kV.

Congestiones Promedio entre Zonas

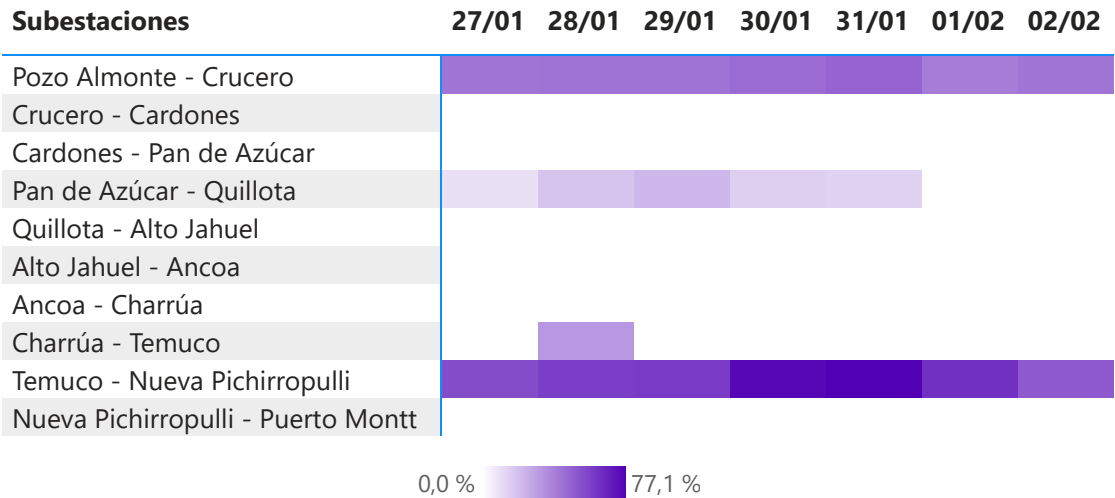
Subestaciones	Congestión (USD/MWh)	Duración (%)
Pozo Almonte - Crucero	-0,2	42,9 %
Crucero - Cardones	-	0,0 %
Cardones - Pan de Azúcar	-	0,0 %
Pan de Azúcar - Quillota	-37,1	11,0 %
Quillota - Alto Jahuel	-	0,0 %
Alto Jahuel - Ancoa	-	0,0 %
Ancoa - Charrúa	-	0,0 %
Charrúa - Temuco	60,9	4,5 %
Temuco - Nueva Pichirropulli	-156,3	62,4 %
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.

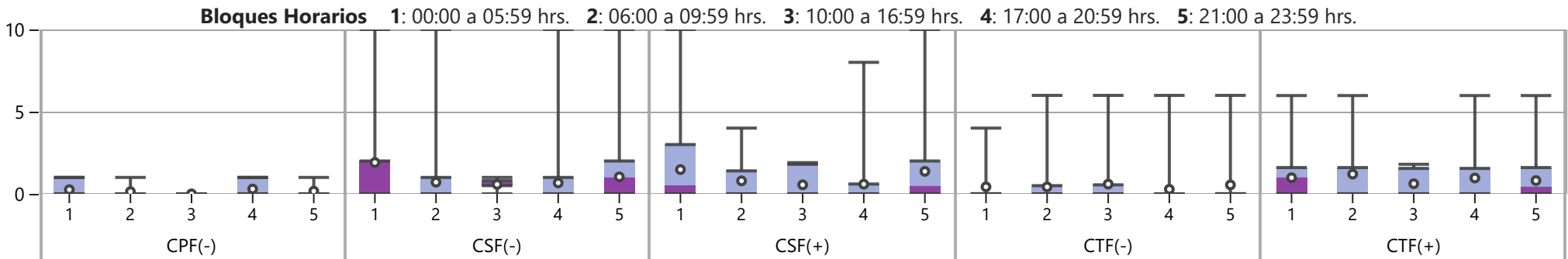
Desviaciones CMg Real Respecto a Programado Alto Jahuel (USD/MWh)



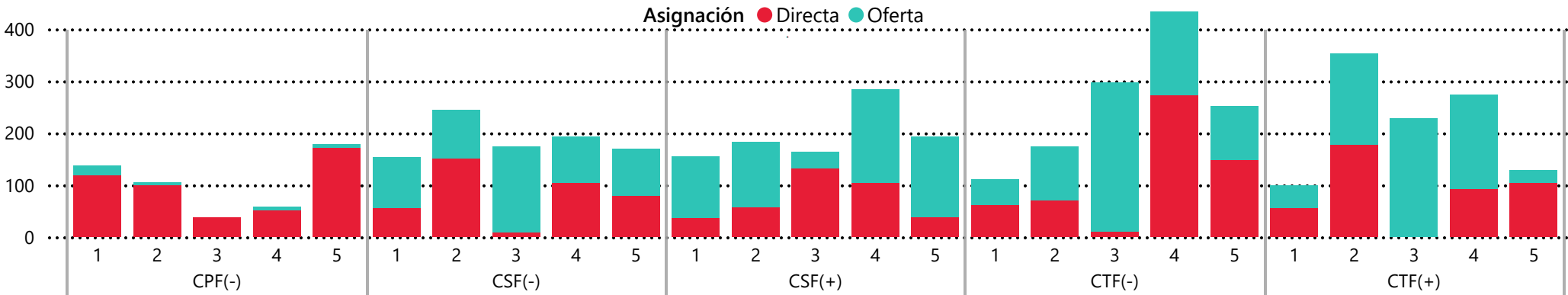
Duración de Congestiones entre Zonas (%)



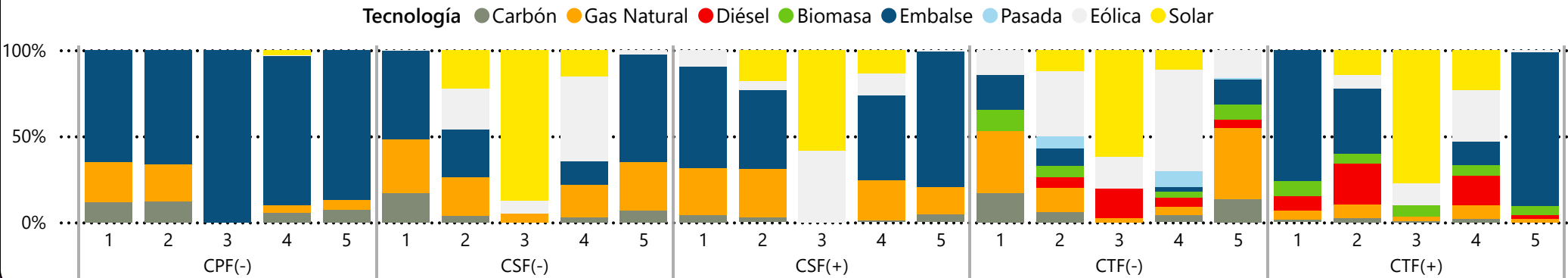
Distribución de Ofertas Asignadas por SSCC (USD/MW)



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 7,8 %
Hidro Embalse 76,7 %

CSF(+)

Asignación Ofertas 57,7 %
Hidro Embalse 42,2 %

CSF(-)

Asignación Ofertas 62,2 %
Solar 31,7 %

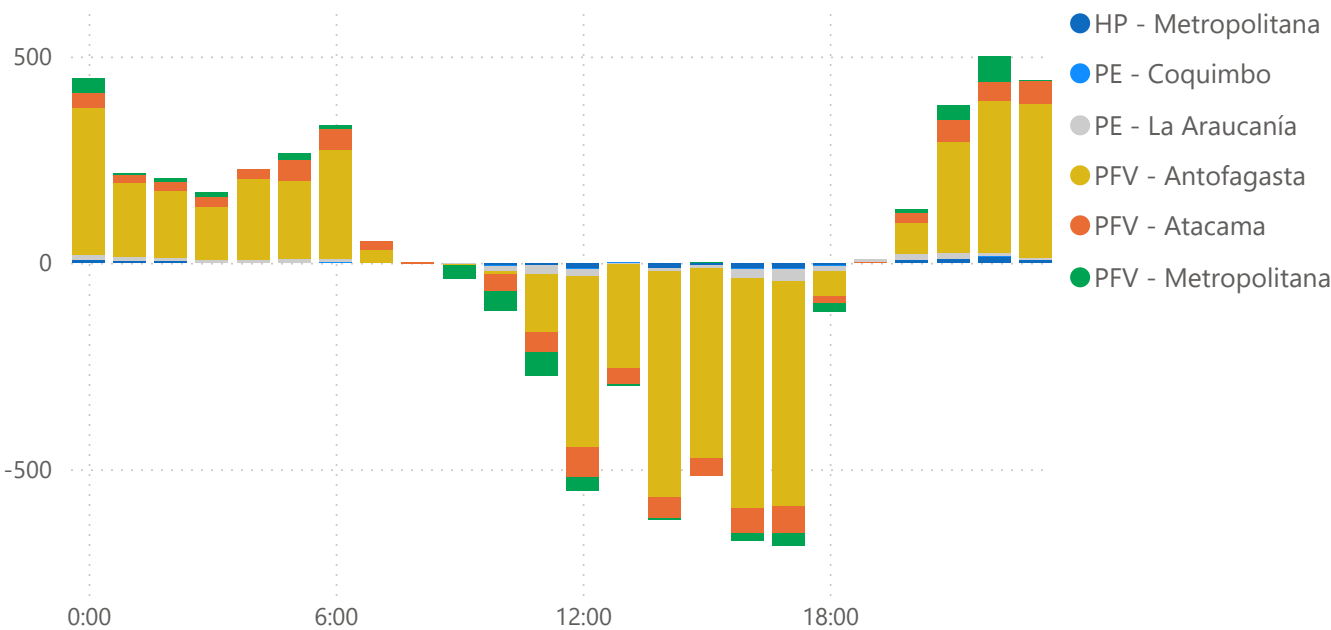
CTF(+)

Asignación Ofertas 66,0 %
Solar 33,3 %

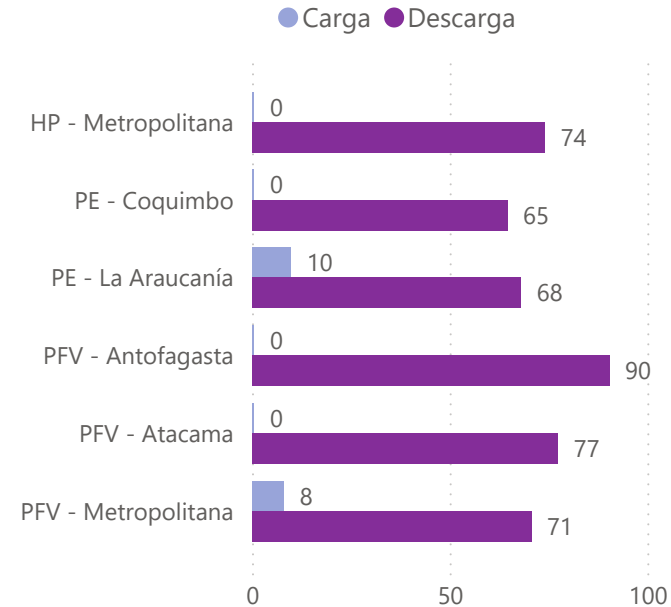
CTF(-)

Asignación Ofertas 61,9 %
Eólica 31,8 %

Perfil Diario Promedio del Programa BESS (MWh)



CMg Programado Promedio Ciclos (USD/MWh)



Diferencia CMg Real Noche - Día (USD/MWh)

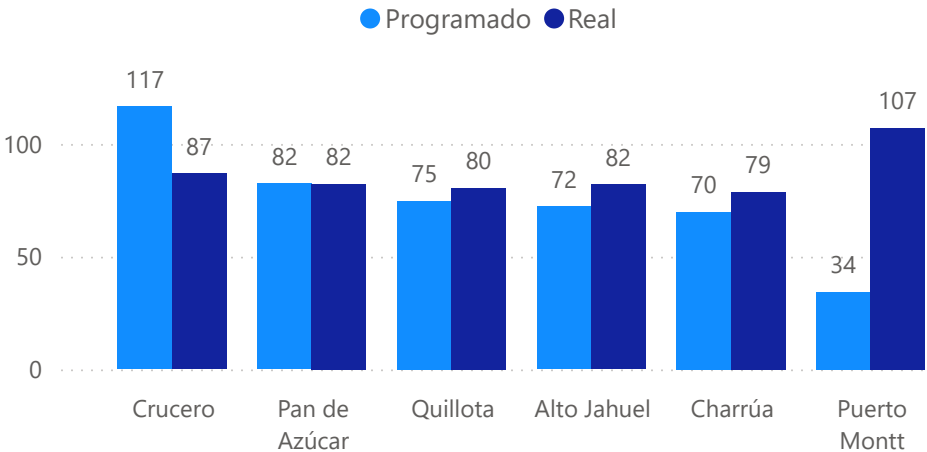


Arbitraje Programado Promedio (USD/MWh)

BESS	USD/MWh	BESS	USD/MWh
HP ALFALFAL	74,1	PE PUNTA SIERRA	64,2
PE LA CABAÑA	56,3	PFV DON HUMBERTO	63,1
PFV ANDES SOLAR II	87,0	PFV MANZANO	56,9
PFV ANDES SOLAR II-B	88,1	PFV SALVADOR	77,2
PFV ANDES SOLAR IV	89,4	PFV SAN ANDRES	76,0
PFV CAPRICORNIO	90,7	PFV TAMAYA SOLAR	95,2
PFV COYA	91,2	PFV URIBE SOLAR	99,3
PFV D. ALMAGRO SUR	78,8		

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