



Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento AG.

POR UN CHILE
100% RENOVABLE

Mesa de Diálogo del Mercado de Corto Plazo

**ANA LÍA ROJAS - DIRECTORA EJECUTIVA
ACERA A.G.**

27 de Octubre 2022

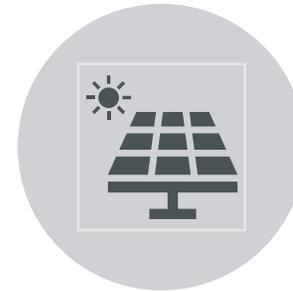


- Antecedentes situación del mercado
- Diagnóstico
- Ámbitos de medidas urgentes a analizar.

ESCENARIO RETIRO CARBÓN AL 2030



- 5.5 GW CARBÓN



**+ 22,5 GW RENOVABLES
Y ALMACENAMIENTO**



(10 GW en curso)



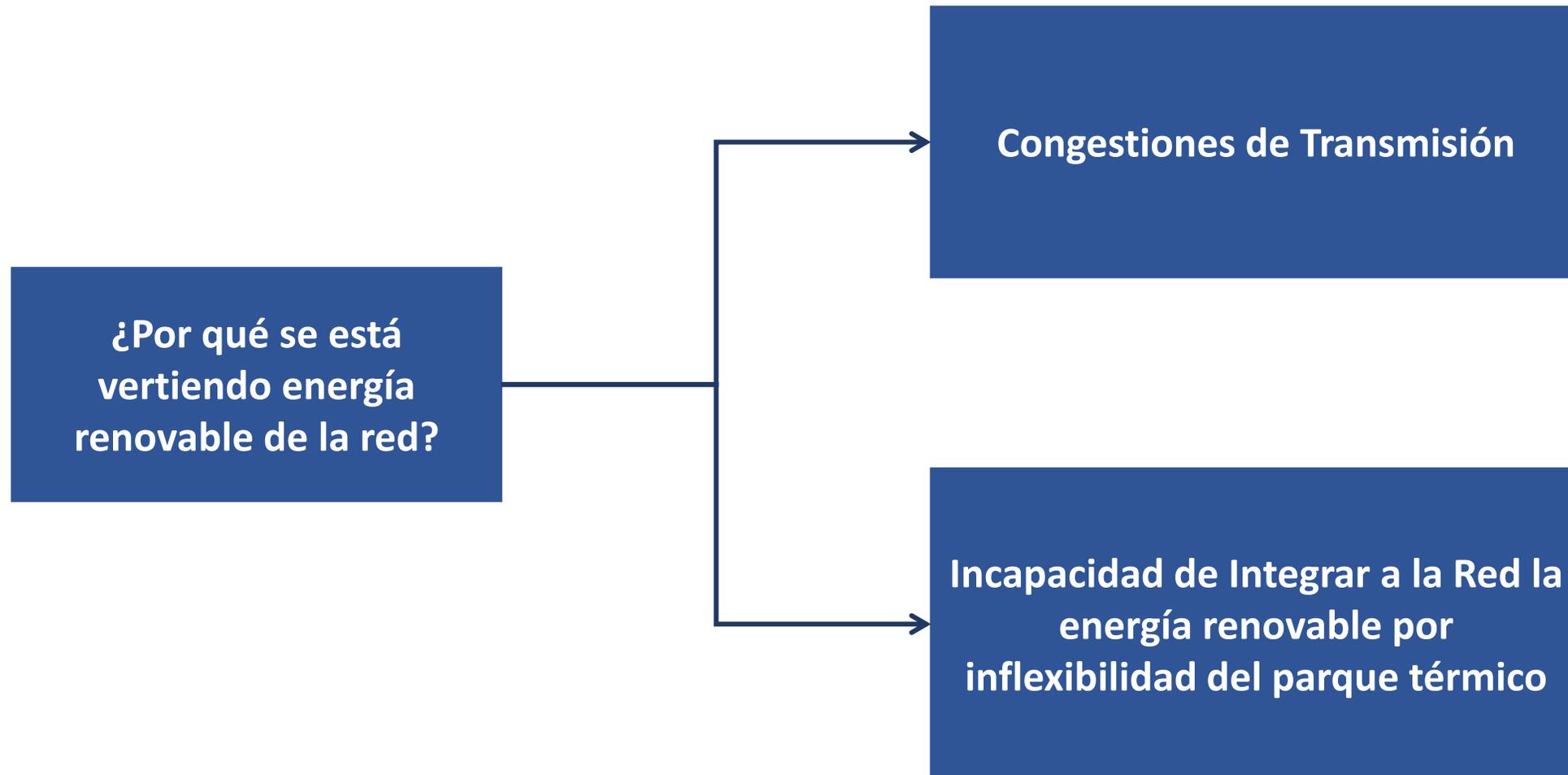
8 AÑOS

Antecedentes Sistémicos que afectan al mercado



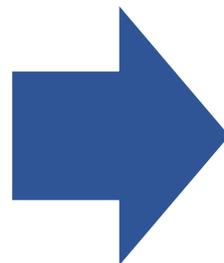
- Alta exposición a $CMg=0$.
 - Desacoples de CMg relevantes.
 - Factores de modulación no reflejan adecuadamente los niveles de precios que se perciben en las distintas barras del sistema.
 - Vertimiento creciente de renovables.
 - Leyes de estabilización de tarifas de clientes Regulados.
 - Aumento de costos sistémicos con prorrateo a retiros (Reserva hídrica, Mínimos Técnicos, SSCC, etc.).
 - Atrasos en publicación de decretos de PNP.
 - Incertidumbre por modificación del reglamento de potencia y su afectación en las renovables.
- Estos aspectos han comenzado a ser identificados e internalizados por los agentes del mercado, lo que, por ejemplo, se reflejó en las ofertas de la licitación 2022-01, que resultó parcialmente desierta.

Vertimiento de renovables



Vertimiento de renovables

¿Qué ocurre en las zonas congestionadas o cuando el sistema no puede integrar la energía renovable a la red?



Se vierte energía renovable que no se puede aprovechar

El Cmg se reduce a cero

La energía producida por las centrales renovables se valoriza a cero

Las centrales térmicas operan a Mínimo Técnico y sus costos de operación son pagados por los Clientes Libres y los Suministradores de PPA Discos

Impacto del $C_{mg}=0$

774GWh → USD 69 Millones

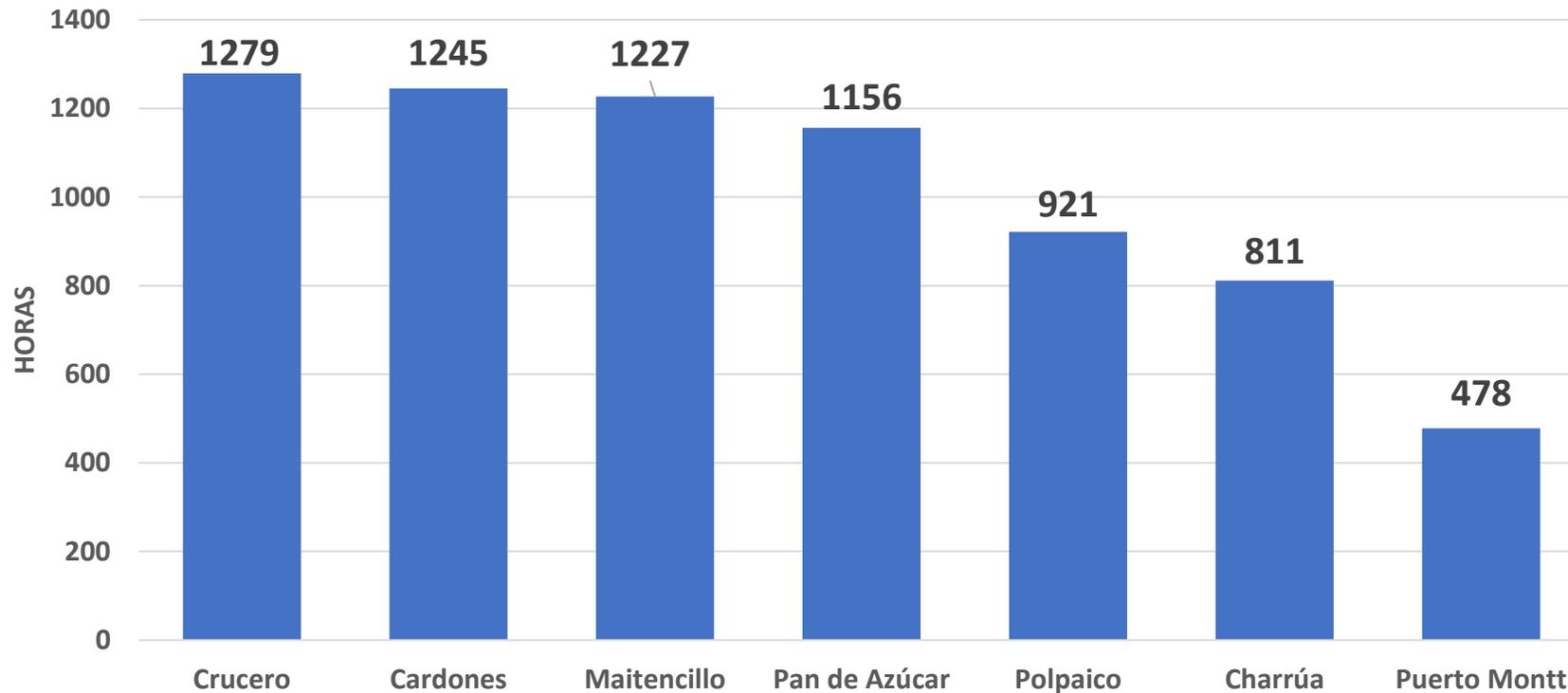
Energía renovable vertida (Curtailment) entre enero y septiembre de 2022

8.153GWh → USD 725 Millones

Total energía valorizada a $C_{mg}=0$ (renovables + convencionales)
entre enero y septiembre de 2022

Horas de CMg=0

Horas con CMg=0 - 2022 YTD*



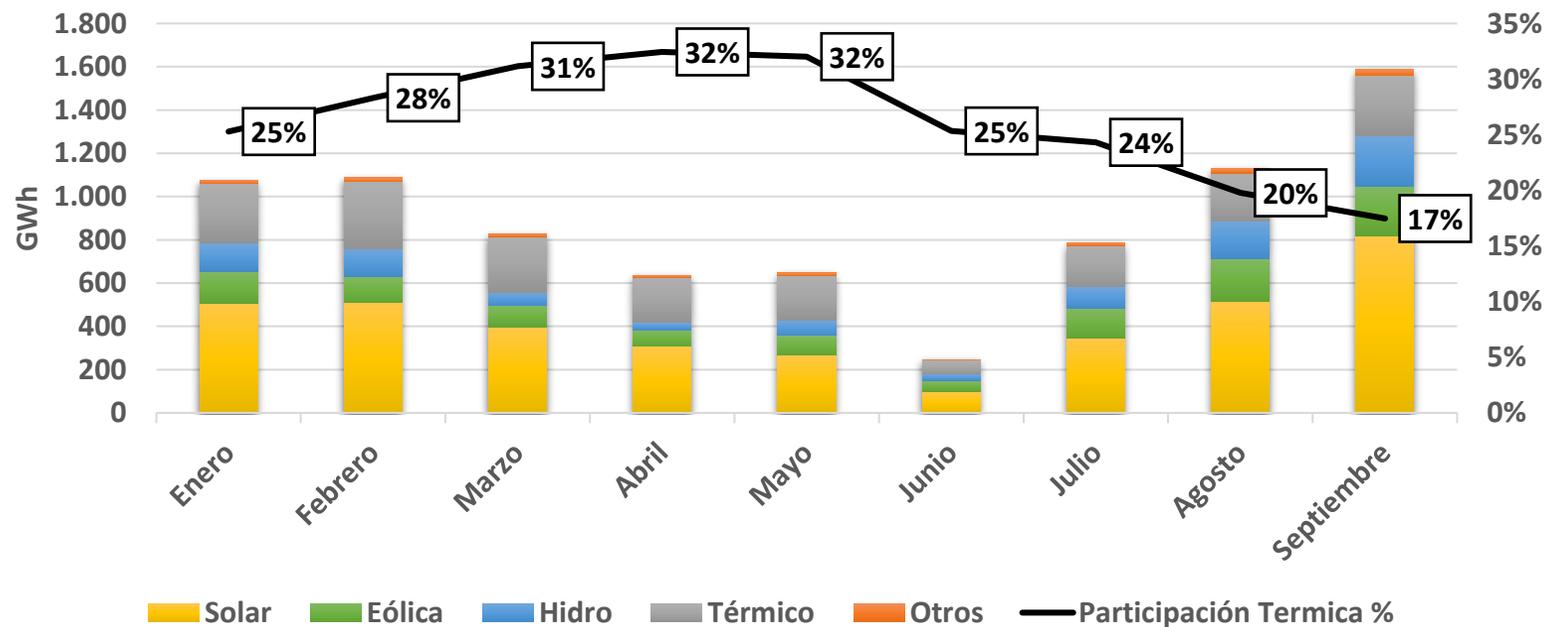
- En lo que va del año, existen barras del sistema en donde se registran sobre **1.200 horas** con CMg=0 (equivalentes a 1,6 meses).
- Esta tendencia, con mayor o menor profundidad, es perceptible a lo largo de las diferentes barras del sistema.

2022 YTD*: Considera información hasta el 23/10/2022.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CEN www.coordinador.cl

ANÁLISIS DE LA SITUACION DEL MERCADO CMg=0

Inyecciones de generación valorizadas a CMg=0 - Año 2022



- A nivel sistémico un **13,7%** de la energía inyectada durante 2022 se ha valorizado a CMg=0.
- Durante las horas con CMg=0, ha existido en promedio un **25%** de generación térmica, que no marca costo marginal y cuya operación genera pagos laterales a prorrata de los retiros.

Fuente: Elaboración propia a partir de los Antecedentes de cálculo para las Transferencias Económicas. www.coordinador.cl

Impacto de los sobrecostos por MT



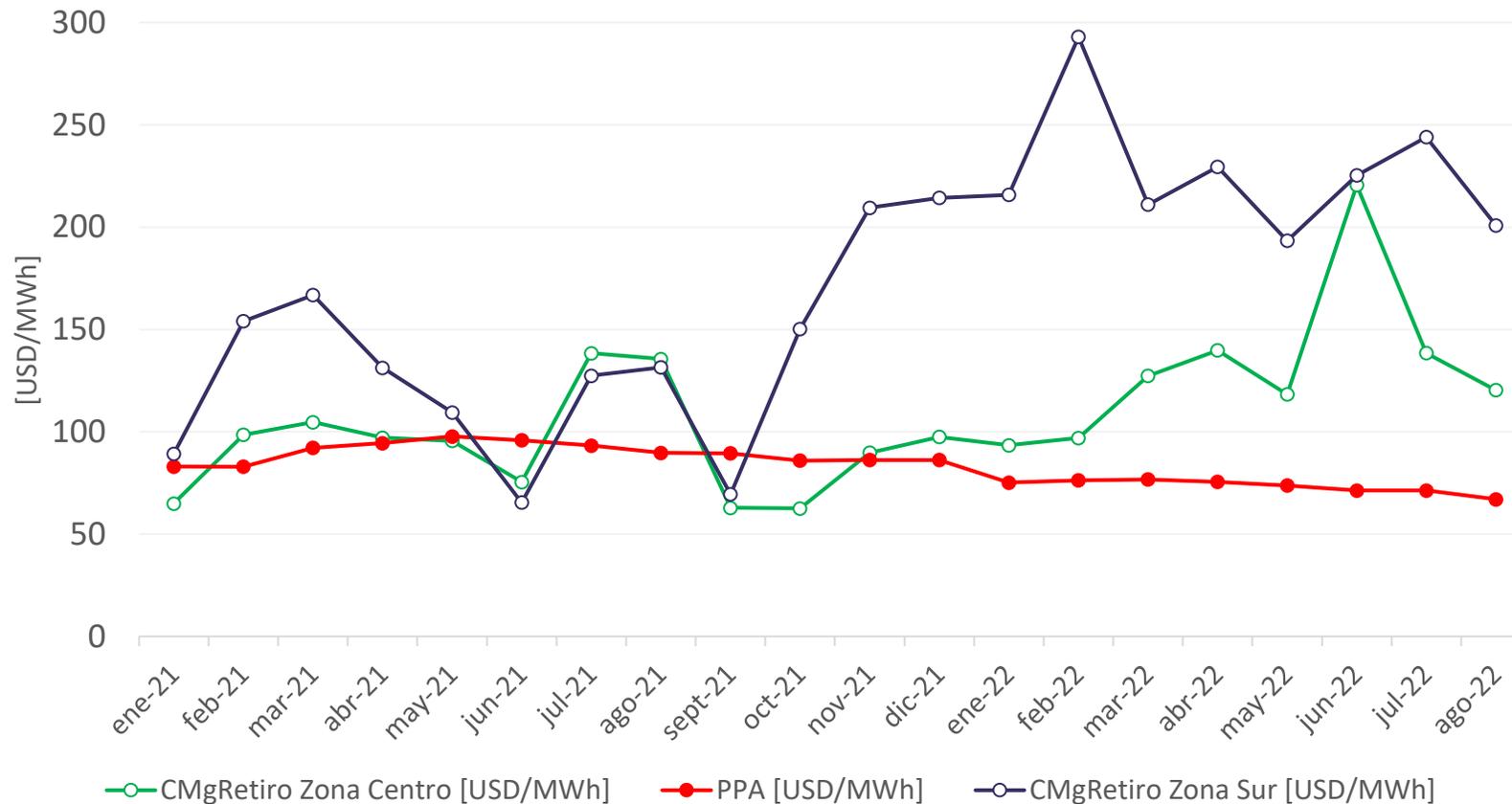
USD 200 Millones

Sobrecostos Sistémicos de Operación a Mínimo Técnico
entre enero y septiembre

USD 120 Millones

Sobrecostos de Operación a Mínimo Técnico que
deben asumir los suministradores de PPA Discos
entre enero y septiembre

Desacople de CMg

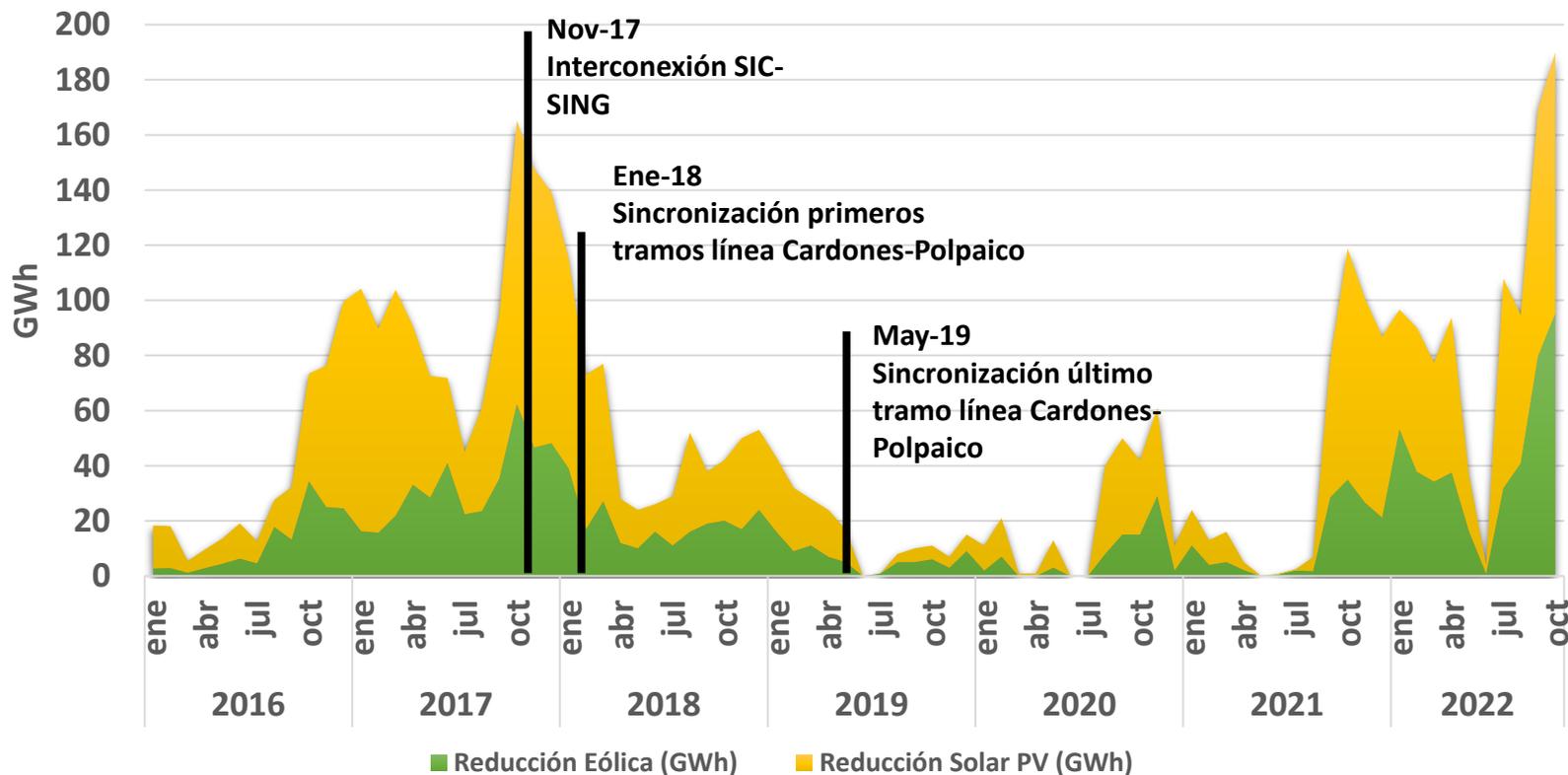


- Durante 2022, la diferencia promedio entre los CMg de los retiros y los PPA de Clientes Regulados, ha superado todo lo previsto.
- Se han registrado desacoples promedio mes en la zona sur en los que la diferencial entre el CMg de retiro y el PPA de la distribuidora alcanzó 217 USD/MWh (febrero).
- En la zona centro se han registrado desacoples promedio mes en los que la diferencial entre el CMg de retiro y el PPA de la distribuidora alcanzó 149 USD/MWh (junio).

Desacoples en el Sistema Eléctrico: Vertimientos (i)



Reducciones ERNC por tecnología



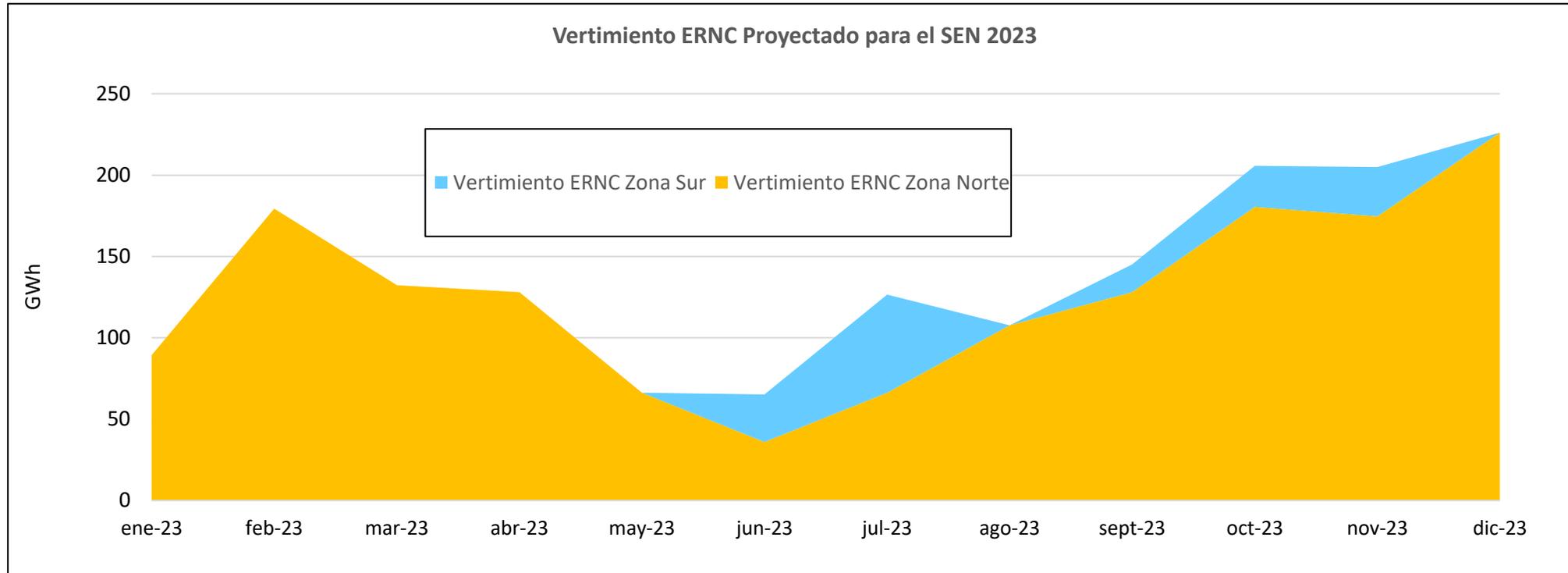
- A nivel sistémico, a octubre-22 los recortes de ERNC YTD se han incrementado **3,6 veces** respecto de lo registrado el 2021 durante el mismo periodo.
- Durante octubre-22, el vertimiento eólico y solar ha sido equivalente al **11%** de dicha generación.
- Estamos en los mismos niveles de vertimiento renovable que antes de la **interconexión SIC – SING**, a sólo 5 años de ese hito.
- **Esta situación se profundizará** con la conexión a la red de 2,5 GW de proyectos solares y eólicos proyectados al año 2023.

*Considera reducciones ERNC hasta el 24/10/2022.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CEN www.coordinador.cl

Desacoples en el Sistema Eléctrico: Proyecciones Vertimientos (i)

Las proyecciones para el 2023 indican que los desacoples de precios serán mayores.



- El Curtailment de ERNC proyectado al 2023 debido a la limitada capacidad de transmisión es **1.677GWh** → **32% de energía anual de la Licitación a EEDD 2022-01.**
- **1.515GWh de Curtailment en la Zona Norte** por congestiones en Pan de Azúcar-Polpaico 2x500kV.
- **162GWh de Curtailment en la Zona Sur** por congestiones Mulchén-Sta. Clara-Charrúa 2x220kV.

Desacoples en el Sistema Eléctrico: Proyecciones Vertimientos (ii)

Las proyecciones para el 2023 indican que mayores desacoples de precios:

- Durante el 2022 entrarán en operación del orden de 2GW de proyectos ERNC en la zona norte y 0,4GW en la zona sur.
- Las líneas de transmisión con mayores congestiones de transmisión proyectadas al 2023 son:
 - Línea Nueva Pan de Azúcar-Polpaico 2x500kV.
 - Línea Mulchén-Santa Clara-Charrúa 2x220kV
- La descarbonización ha acelerado la implementación de nuevos proyectos ERNC en las zonas donde existe recurso eólico y solar.

Proyectos Solares en que inyectan en Calama 110kV:

- 8,5% de Vertimiento
- **1384 horas de Cmg 0**

Proyectos Solares ubicados de Pan de Azúcar al Norte:

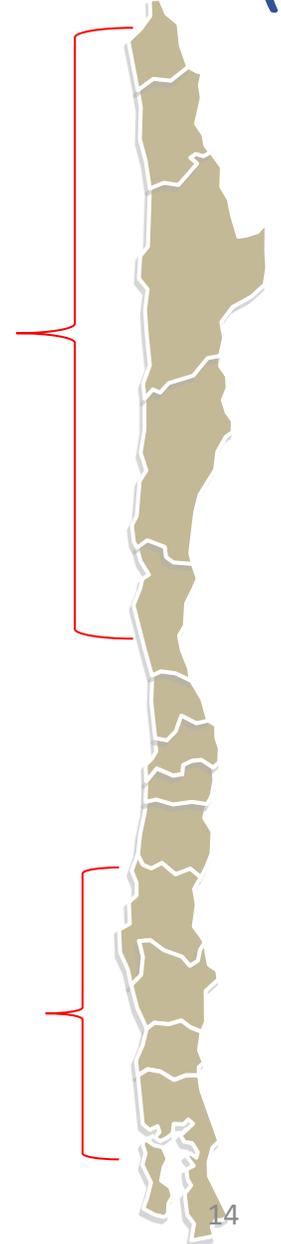
- 7,4% de Vertimiento
- **1353 horas de Cmg 0**

Proyectos Eólicos ubicados de Pan de Azúcar al Norte:

- 3% de Vertimiento
- **1353 horas de Cmg 0**

Proyectos Eólicos ubicados al Sur de Charrúa y al Norte de Puerto Montt:

- 5% de Vertimiento
- **406 horas de Cmg 0**



- Más allá de la responsabilidad individual de algunas empresas, es posible identificar **causas de origen sistémico** así como **modificaciones regulatorias** que han contribuido a la ocurrencia de esta situación.
- El escenario que afecta al mercado requiere priorizar medidas que puedan ser **implementadas en el cortísimo plazo**, para poder reducir el impacto de: **CMg cero, desacoples entre CMg y PPA Discos y el vertimiento de ERNC.**
- ACERA dispone de un conjunto de medidas para ser evaluadas en la mesa. El detalle de estas medidas se compartirá a la CNE, de forma posterior.
- Al margen de las medidas que se implementen para mitigar este escenario, y dado que continuará la entrada de nuevos proyectos renovables en la red, ACERA propone **dar inicio a la discusión respecto de cuál es el modelo de tarificación del mercado mayorista de generación adecuado para un sistema con alta penetración de energías renovables.**

ÁMBITOS DE MEDIDAS URGENTES A ANALIZAR

Criterios de Operación del CEN y operación de líneas al máximo de sus capacidades

Implementación de Automatismos

Determinación de costos marginales en zonas congestionadas

Redistribución de Ingresos Tarifarios provocados por altos desacoples

Factores de Modulación de contratos de clientes regulados

Reducción del impacto de los costos sistémicos (Mínimos Técnico)

Acelerar la publicación de Decretos PNP