

Boletín Generadoras de Chile

MARZO 2024





RESUMEN CIFRAS DEL MES DE MARZO 2024

GENERACIÓN RENOVABLE: 63% de la generación mensual (PÁG. 8)

- En **31 días del mes** (100%) la participación renovable superó el 50%.
- El **2 de marzo a las 13:00 hrs.** se alcanzó una participación renovable instantánea de **88%**.

GENERACIÓN SOLAR: 24% de la generación mensual (PÁG. 8)

- De la generación solar total del SEN, lideraron Antofagasta (**35%**) , Atacama (**29%**) y Metropolitana (**7%**) .
- El **27 de marzo a las 12:00 hrs.** se alcanzó una participación solar instantánea de **62%**.

GENERACIÓN EÓLICA: 12% de la generación mensual (PÁG. 8)

- De la generación eólica total del SEN, lideraron Araucanía (**30%**) , Biobío (**17%**) y Antofagasta (**16%**) .
- El **14 de marzo a las 20:00 hrs.** se alcanzó una participación eólica instantánea de **28%**.

GENERACIÓN HIDRÁULICA: 24% de la generación mensual (PÁG. 8)

- De la generación hidráulica total del SEN, lideraron Biobío (**34%**) , Maule (**27%**) y O'Higgins (**15%**) .
- El **05 marzo a las 01:00 hrs.** se alcanzó una participación hidro instantánea de **39%**.

AUTORÍA

El Boletín de Generadoras de Chile se realizó en el mes abril de 2024, con el objetivo de informar los antecedentes resultantes del sector generación eléctrica al mes de **febrero y marzo de 2024**.

La información contenida en este boletín fue procesada y desarrollada por la **Dirección de Estudios de Generadoras de Chile** en base a información pública disponible a su fecha de emisión, que es proporcionada por la **Plataforma de Datos de la consultora SPEC**.



ÍNDICE



(Ir a página)

Destacados SEN	<u>4</u>
Capacidad instalada	<u>5</u>
Capacidad en construcción	<u>6</u>
Capacidad en evaluación ambiental	<u>7</u>
Generación bruta	<u>8</u>
Participación renovable	<u>9</u>
Costos marginales	<u>10</u>
Congestionamientos sistémicos	<u>11</u>
Reducciones renovables	<u>12</u>
Artículo destacado	<u>13</u>
Glosario	<u>14</u>
Empresas asociadas	<u>15</u>





INFRAESTRUCTURA

OPERACIÓN



Capacidad en operación renovable (pág. 5)
65,0% corresponde a **21.774 MW**



Capacidad en operación almacenamiento
416 corresponde a **1.710 MWh**
MW



Inversión renovable con RCA aprobada (pág. 7)
78 corresponde a **68 MW**
MMUSD (100% del total)



Generación renovable (pág. 8)
63,2% corresponde a **4.601 GWh**



Tramo más congestionado (pág. 11)
28,6% diferencia promedio de **28,4 USD/MWh**
Charrúa - P. Montt



Reducciones renovables (pág. 12)
429,5 corresponde al **18,2%** de la generación solar y eólica
GWh



Peak generación renovable (pág. 9)
88,1% corresponde a **8.809 MW**
02 mar. 13:00 hrs.



Peak generación solar (pág. 9)
62,4% corresponde a **6.612 MW**
27 mar. 12:00 hrs.



Peak generación eólica (pág. 9)
28,4% corresponde a **3.145 MW**
14 mar. 20:00 hrs.



Peak demanda
11.591 MW
04 mar. 15:00 hrs.





CAPACIDAD INSTALADA

33.524 MW

▲ 6,4%

ENERO 2023



Renovable

21.774 MW

▲ 11,5%

ENERO 2023



Térmica

11.750 MW

▼ -1,9%

ENERO 2023



N° total centrales en operación

957

▲ 13,1%

ENERO 2023



Fuente: Capacidad en operación, sin considerar la capacidad en pruebas, que es reportada por la Comisión Nacional de Energía a **enero de 2024**.

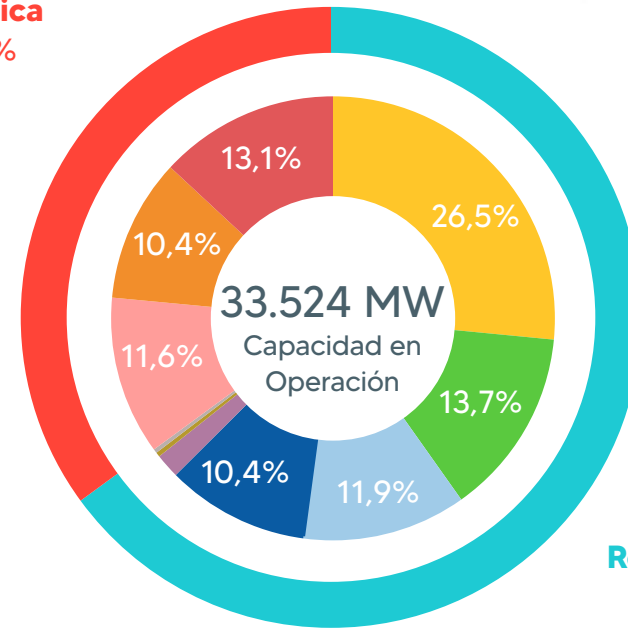
ÍNDICE ←



CAPACIDAD SEN

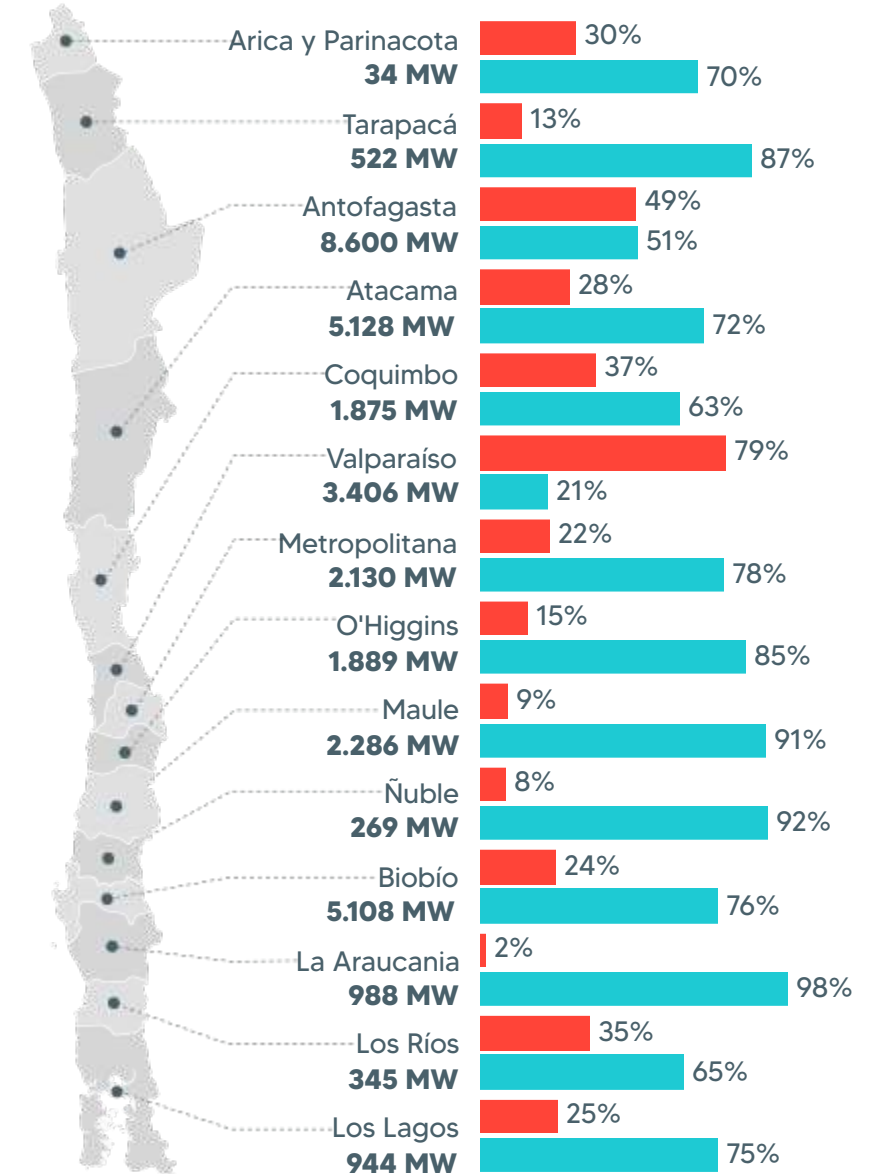
CAPACIDAD REGIONAL

Térmica
35,0%



Renovable
65,0%

Tecnología	Potencia (MW)	Δ% ene. 2023
Fotovoltaico	8.897	23,4%
Eólico	4.581	13,3%
Hidro pasada	4.003	0,5%
Hidro embalse	3.487	0,0%
Bioenergía	597	0,0%
Termosolar	114	0,0%
Geotérmica	95	0,0%
Renovable	21.774	11,5%
Carbón	4.387	-4,5%
Gas natural	3.875	0,0%
Deriv. petróleo	3.489	-0,5%
Térmica	11.750	-1,9%
Total	33.524	6,4%



*Sección de Chile con presencia del SEN.



CAPACIDAD EN CONSTRUCCIÓN

7.769 MW



Renovable

7.701 MW (99,1% del total)



Térmica

68 MW (0,9% del total)



N° total de proyectos

370



Fuente: Comisión Nacional de Energía a marzo de 2024.

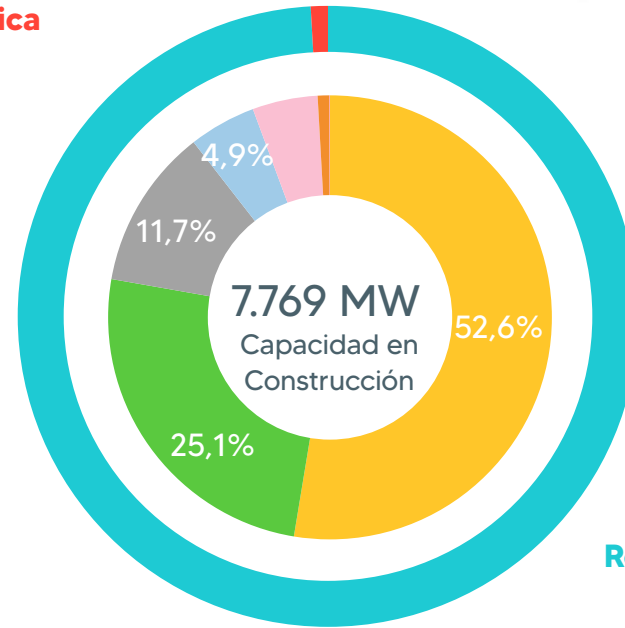
ÍNDICE ←



CAPACIDAD SEN

CAPACIDAD REGIONAL

Térmica
0,9%

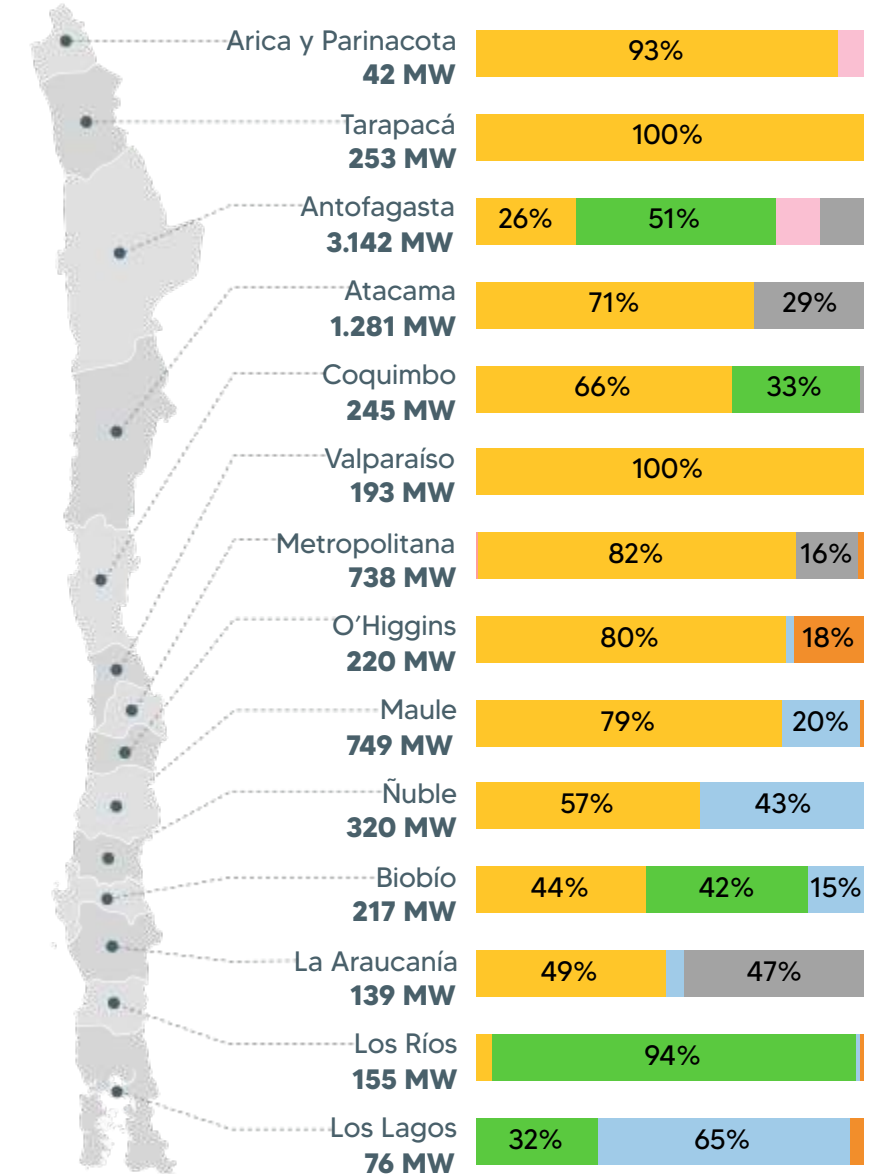


Renovable
99,1%

Tecnología	Potencia (MW)	N° proyectos	% Total
Fotovoltaico (FV)	4.088	315	52,6%
Eólico	1.953	13	25,1%
BESS	910	16	11,7%
Hidro pasada	380	11	4,9%
FV + BESS	370	4	4,8%
Renovable	7.701	359	99,1%
Deriv. petróleo	65	10	0,8%
Gas natural	3	1	0,0%
Térmica	68	11	0,9%
Total	7.769	370	100,0%

*FV: solar fotovoltaico.

*BESS: sistema de almacenamiento de energía por baterías.



*Sección de Chile con presencia del SEN.



CAPACIDAD EN EVALUACIÓN AMBIENTAL

15.958 MW

99,5%
RENOVABLE

0,5%
TÉRMICO



Capacidad ingresada a tramitación

716,8 MW

2.581 MW
ACUMULADO 2024

▲97,6%
VARIACIÓN 2023

Capacidad con RCA aprobada

68,2 MW

633,9 MW
ACUMULADO 2024

▼-38,9%
VARIACIÓN 2023

Inversión con RCA aprobada

78 MMUSD

742,0 MMUSD
ACUMULADO 2024

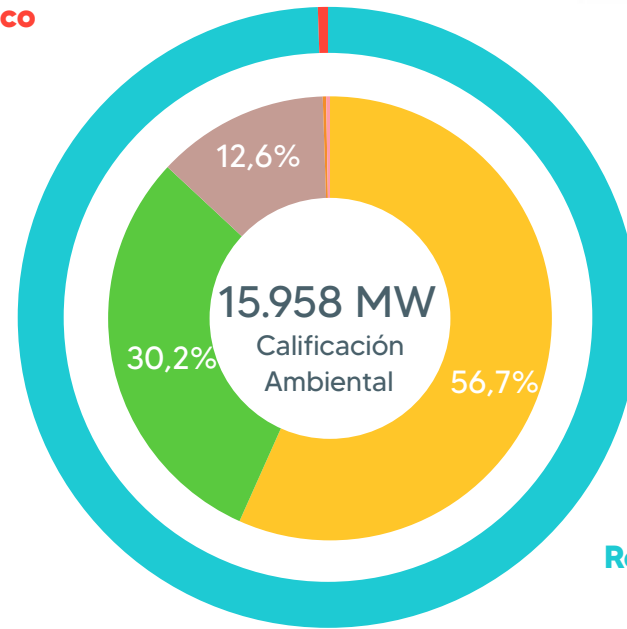
▼-17,7%
VARIACIÓN 2023



Fuente: Comisión Nacional de Energía a febrero 2024.

ÍNDICE ←

Térmico
0,5%



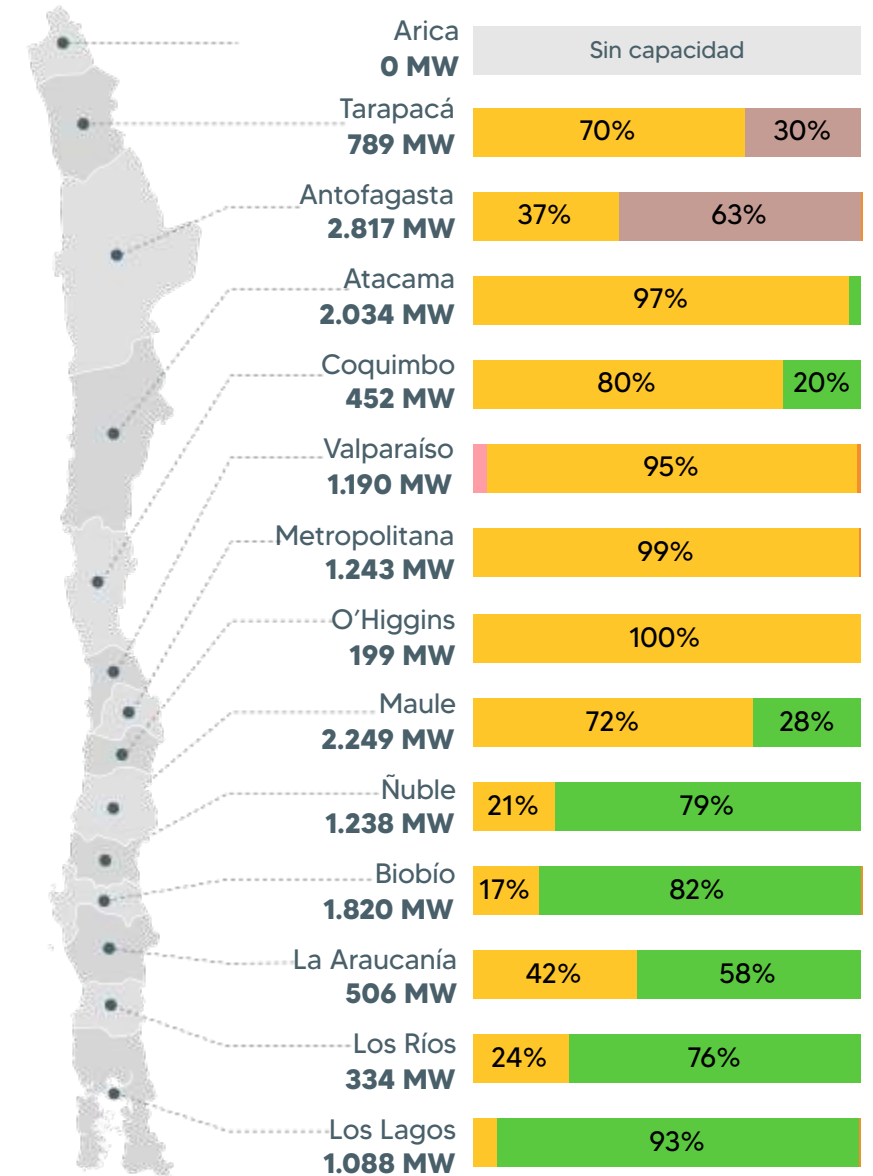
Renovable
99,5%

Tecnología	Potencia (MW)	N° proyectos	Inversión (MMUSD)
Fotovoltaico (FV)	9.047	113	10.098
Eólico	4.826	26	6.256
FV + eólico	2.004	5	2.769
Renovable	15.876	144	19.123
Deriv. petróleo	40	6	52
Gas natural	42	1	18
Térmica	82	7	69
Total	15.958	151	19.192

*RCA: Resolución de Calificación Ambiental.
*FV: solar fotovoltaico.

CAPACIDAD SEN

CAPACIDAD REGIONAL



*Sección de Chile con presencia del SEN.



GENERACIÓN BRUTA

7.283 GWh

▲3,8%
FEBRERO 2024

▲0,5%
MARZO 2023



Renovable
4.601 GWh

▲0,7%
FEBRERO 2024

▲20,6%
MARZO 2023



Térmica
2.682 GWh

▲9,5%
FEBRERO 2024

▼-21,9%
MARZO 2023



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional a marzo de 2024.

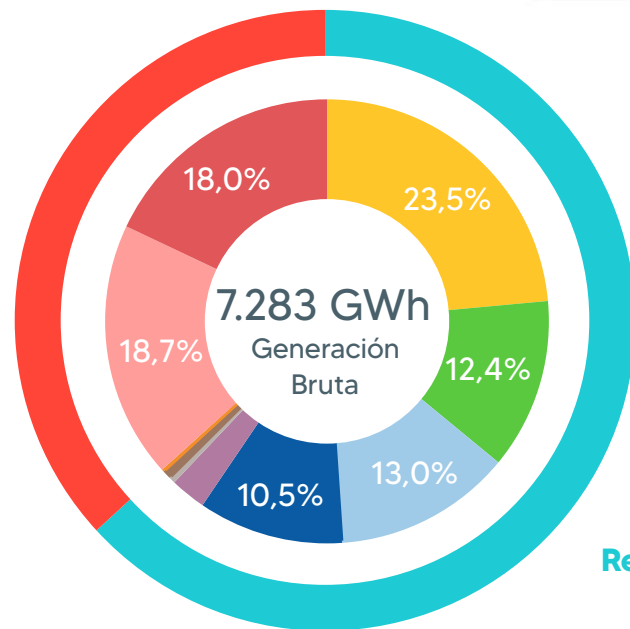
ÍNDICE ←



GENERACIÓN BRUTA
SEN

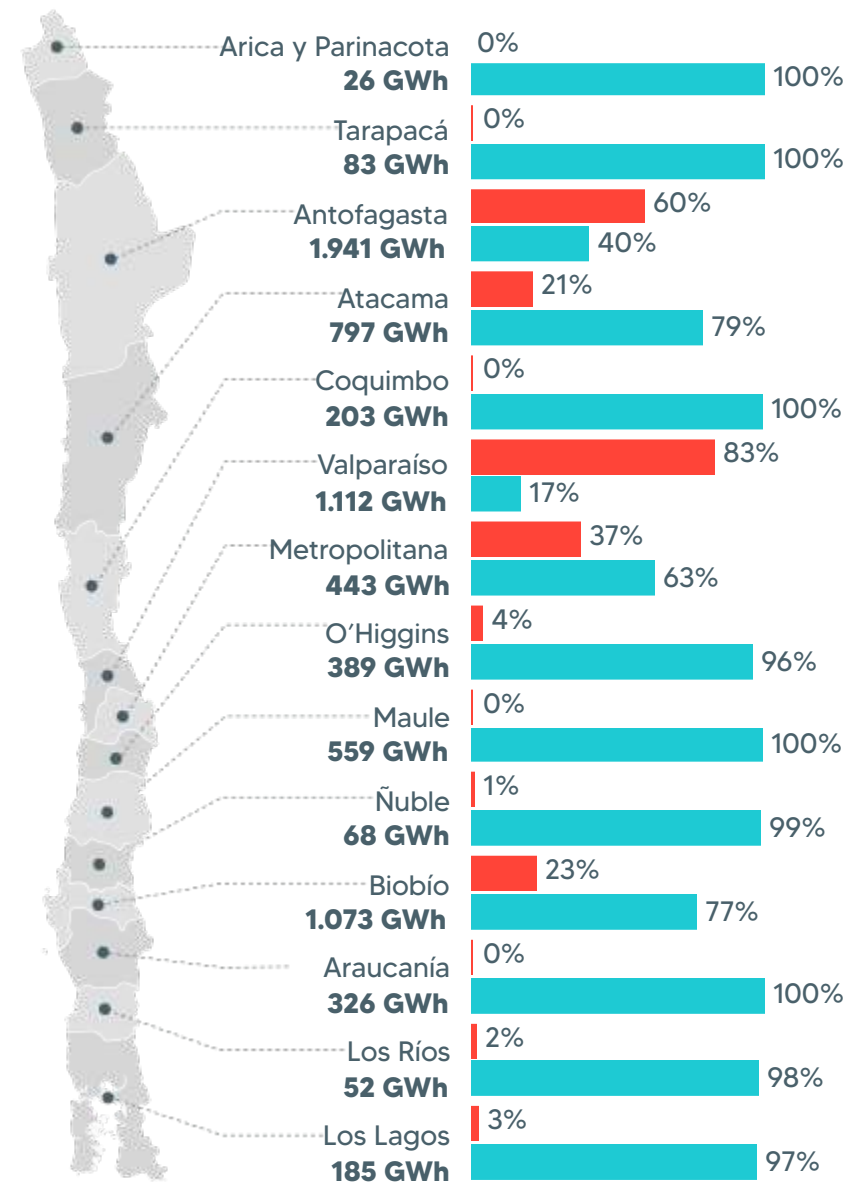
GENERACIÓN BRUTA
REGIONAL

Térmica
36,8%



Renovable
63,2%

Tecnología	Generación (GWh)	Δ% feb. 2024
Solar	1.714	2,3%
Hidro pasada	945	-11,6%
Eólico	905	32,3%
Hidro embalse	768	-10,3%
Bioenergía	190	-4,9%
Cogeneración	45	-8,1%
Geotérmica	34	3,7%
Renovable	4.601	0,7%
Gas natural	1.360	16,3%
Carbón	1.308	4,1%
Deriv. petróleo	13	-42,4%
Térmica	2.682	9,5%
Total	7.283	3,8%



*Sección de Chile con presencia del SEN.



PARTICIPACIÓN RENOVABLE

4.601 GWh

23,5% SOLAR 12,4% EÓLICO 23,5% HIDRO 3,1% OTRAS

Máxima participación renovable diaria

69,2%

08 mar.

82,8%

10 ene. 2024

MAX. 2024

Máxima participación renovable horaria

88,1%

02 mar. 13:00 hrs.

94,9%

06 ene. 13:00 hrs.

MAX. 2024

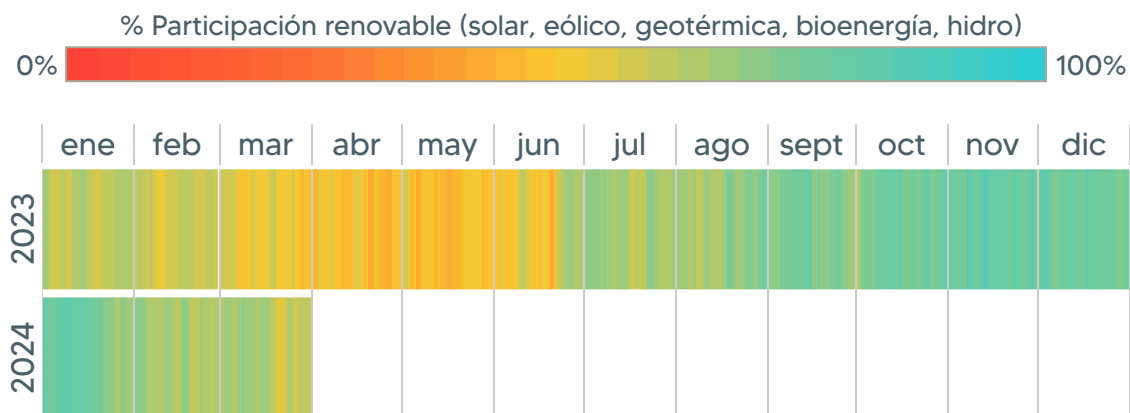


Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional a marzo de 2024.

ÍNDICE ←



DIARIA ÚLTIMOS 2 AÑOS

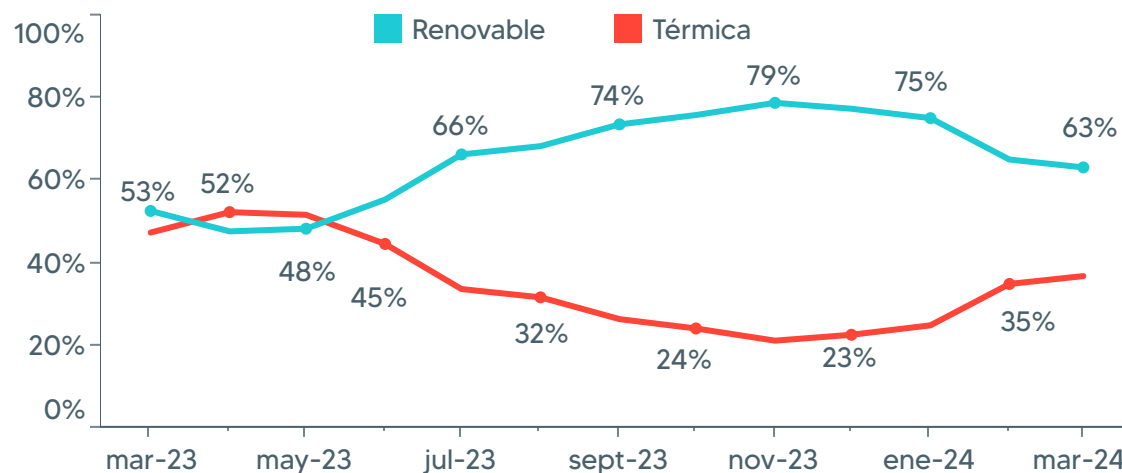


GENERACIÓN RENOVABLE

% Días con participación sobre 50%
100,0%
FEBRERO 2024

% Horas con participación sobre 70%
39,0%
FEBRERO 2024

MENSUAL ÚLTIMOS 13 MESES



MÁXIMA MES

	Diaria	Horaria
Solar	26,0% 04 mar.	62,4% 27 mar. 12:00 hrs.
Eólico	18,2% 15 mar.	28,4% 14 mar. 20:00 hrs.
Hidráulico	27,0% 10 mar.	39,1% 05 mar. 01:00 hrs.
Otras renovables	4,7% 03 mar.	5,5% 03 mar. 07:00 hrs.

*Otras renovables: bioenergía, geotérmica y cogeneración.

COSTOS MARGINALES



Máximo costo marginal promedio

60,35
USD/MWh

107,9 USD/MWh
S/E Puerto Montt
FEBRERO 2024

Porcentaje de minutos fijado por ERV

34,4%

28,6%
FEBRERO 2024



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional a marzo de 2024.

ÍNDICE ←

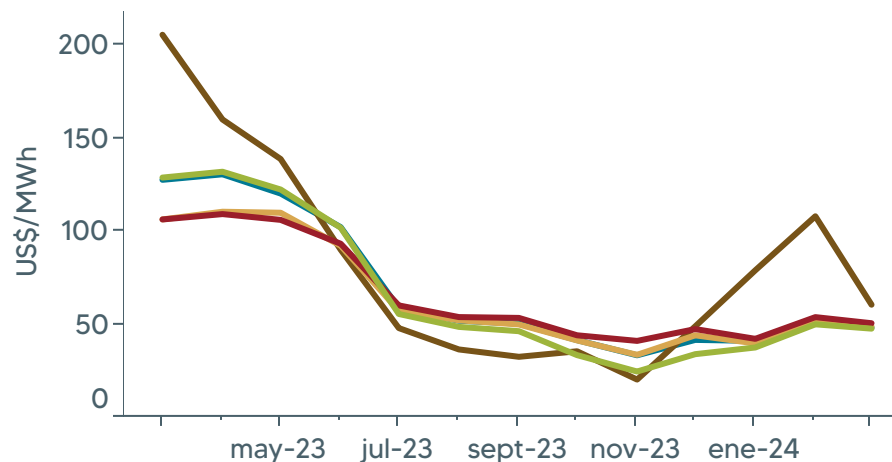


*Sección de Chile con presencia del SEN.

		COSTOS MARGINALES PROMEDIO	
	S/E Crucero 50,4 USD/MWh	▼-6,1% FEBRERO 2024	▼-52,6% MARZO 2023
	S/E Pan de Azúcar 48,6 USD/MWh	▼-4,9% FEBRERO 2024	▼-54,2% MARZO 2023
	S/E Quillota 48,1 USD/MWh	▼-7,7% FEBRERO 2024	▼-62,3% MARZO 2023
	S/E Charrúa 47,5 USD/MWh	▼-4,7% FEBRERO 2024	▼-63,1% MARZO 2023
	S/E Puerto Montt 60,35 USD/MWh	▼-44,1% FEBRERO 2024	▼-70,6% MARZO 2023

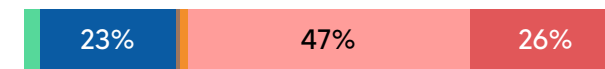
*S/E: subestación eléctrica.

COSTOS MARGINALES ÚLTIMOS 13 MESES



TECNOLOGÍA MARCANDO COSTO MARGINAL % DE MINUTOS

Madrugada (23:00 - 07:59)



Mañana - Tarde (08:00 - 17:59)



Noche (18:00 - 22:59)



Tecnología	Minutos (%)	Δ% feb. 2024
ERV	34,4%	24,2%
Hidro embalse	14,9%	-40,1%
Cogeneración	3,5%	9,5%
Renovable	52,8%	-5,3%
Carbón	14,7%	-1,3%
Gas natural	30,2%	39,7%
Deriv. petróleo	2,4%	-50,3%
Térmica	47,2%	14,5%

*ERV: energías renovables variables.



Tramo con mayor cantidad de horas congestionadas

28,6%

Charrúa - P. Montt

30,6%
Charrúa - P. Montt
FEBRERO 2024

Barra con mayor cantidad de minutos con costo marginal fijado por ERV

37,3%

P. Azúcar

34,6%
Crucero
FEBRERO 2024

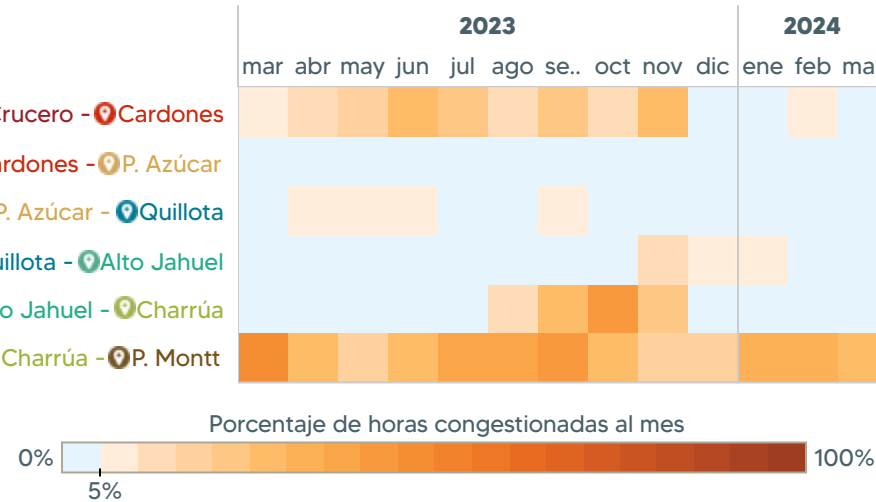


Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional a marzo de 2024.

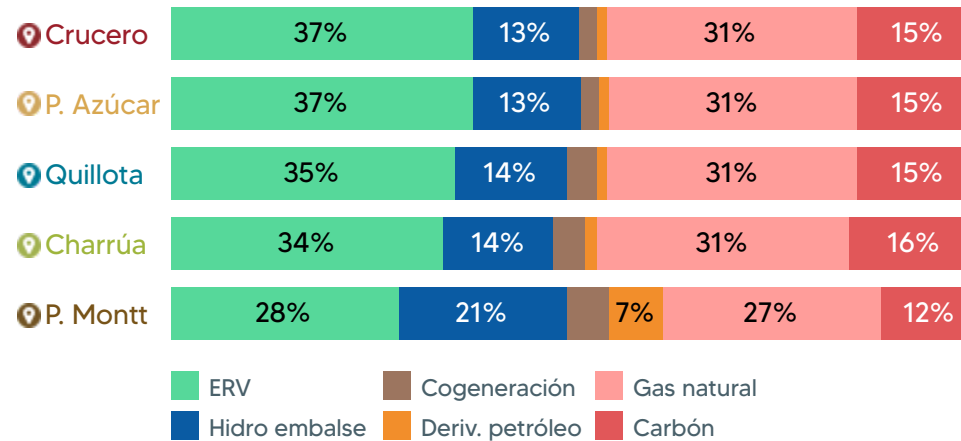


- Crucero - Cardones
- Cardones - P. Azúcar
- P. Azúcar - Quillota
- Quillota - Alto Jahuel
- Alto Jahuel - Charrúa
- Charrúa - P. Montt

CONGESTIONES ÚLTIMOS 13 MESES



TECNOLOGÍA MARCANDO COSTO MARGINAL % DE MINUTOS



*ERV: energías renovables variables.

CONGESTIONES POR TRAMO

% De horas

4,8%

Crucero - Cardones

Dif. promedio

5,1

USD/MWh

0,0%

Cardones - P. Azucar

-

USD/MWh

1,3%

P. Azucar - Quillota

11,9

USD/MWh

0,0%

Quillota - Alto Jahuel

-

USD/MWh

0,0%

Alto Jahuel - Charrúa

-

USD/MWh

28,6%

Charrúa - P. Montt

28,4

USD/MWh

¿SABÍAS QUÉ?

¿Qué son las congestiones?

Las congestiones se producen cuando restricciones físicas o de seguridad impiden transmitir más electricidad que la que ya se transporta a través del sistema de transmisión.

Las congestiones dan origen a diferencias entre los costos marginales en distintas áreas del sistema eléctrico. En este boletín se contabiliza que existe una congestión cuando hay, al menos, un 7% de diferencia entre los costos marginales de las distintas áreas del sistema eléctrico.

REDUCCIONES RENOVABLES

429,5 GWh 18,2% de generación

973,0 GWh ▲195,9%
ACUMULADO 2024 VARIACIÓN 2023

Solar
320,2 GWh
19,1% de generación

718,3 GWh
ACUMULADO 2024
▲210,1%
VARIACIÓN 2023

Eólico
109,3 GWh
16,0% de generación

254,7 GWh
ACUMULADO 2024
▲162,1%
VARIACIÓN 2023



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional a febrero de 2024.

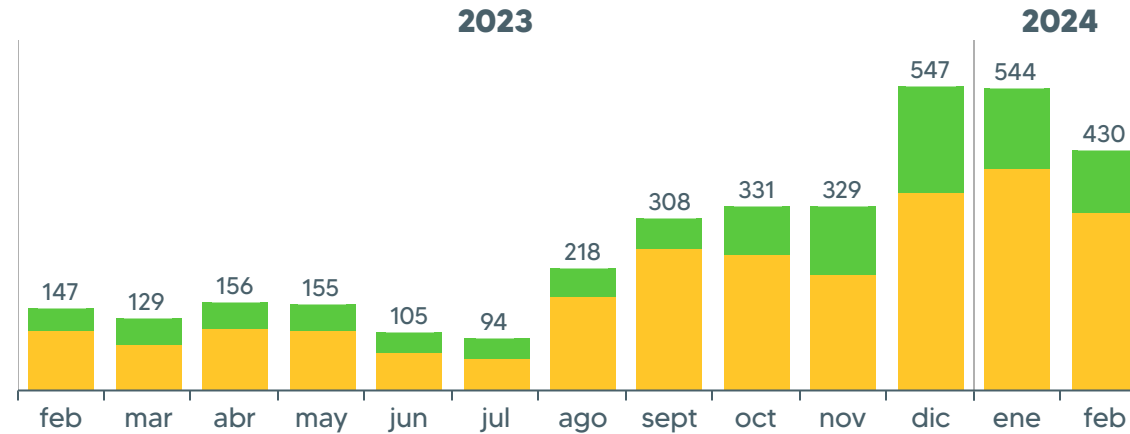
ÍNDICE ←



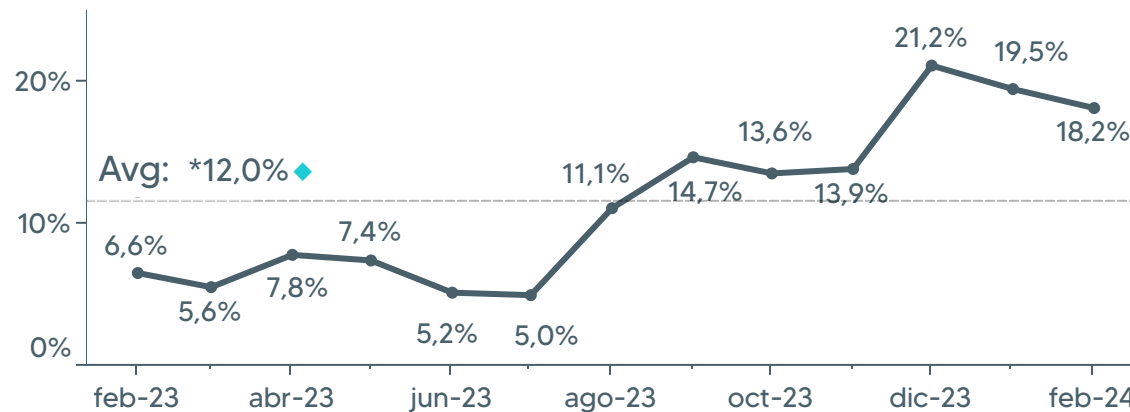
ÚLTIMOS 13 MESES

¿SABÍAS QUÉ?

Reducción renovable en GWh



Reducción renovable como porcentaje de generación eólica y solar



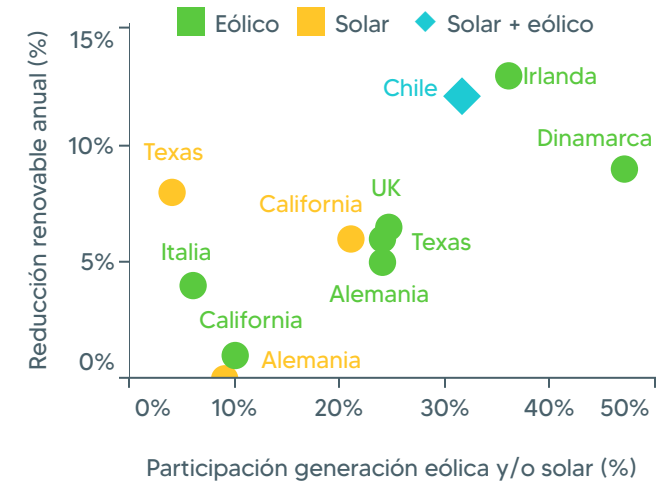
¿Qué son las reducciones renovables?

Es generación renovable que no fue producida por motivos de seguridad, con el propósito de mantener la estabilidad del sistema.

Estas reducciones las instruye el Coordinador Eléctrico Nacional, organismo independiente encargado de operar el sistema eléctrico de manera segura y a mínimo costo, tomando en cuenta la demanda eléctrica y todas las restricciones del sistema de transmisión.

Comparación internacional

La información pública internacional indica que las reducciones renovables son un fenómeno que enfrentan los sistemas eléctricos de países con crecientes niveles de ERV. Estas reducciones son gestionables con medidas como un mejor uso y planificación de la transmisión, el desarrollo de almacenamiento y esquemas de gestión de demanda.



*Información de sistemas eléctricos que operan en regiones o países para 2019-2022.



EMBER

EL ROL DE LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA REGIONAL PARA ALCANZAR LA CARBONO NEUTRALIDAD EN EUROPA

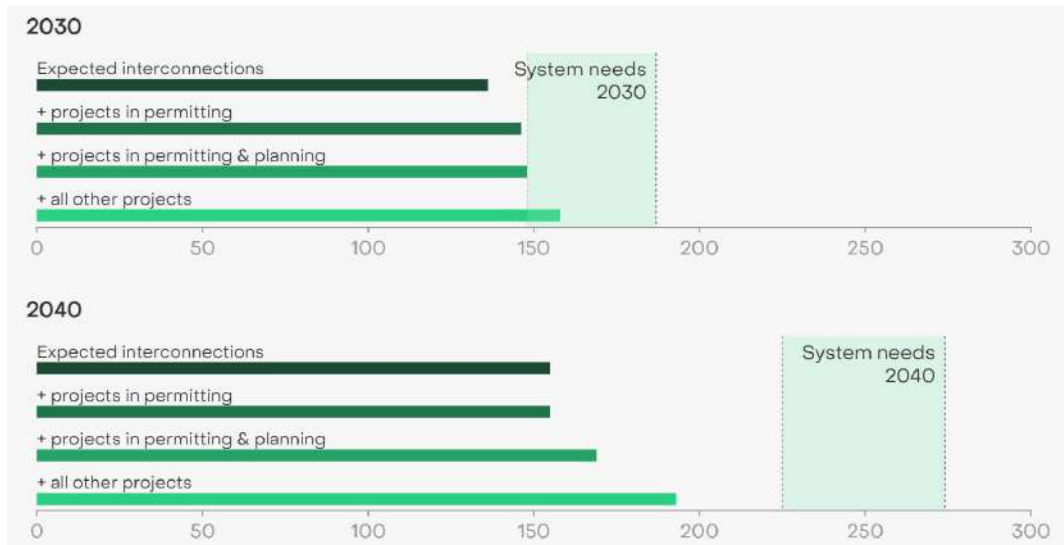


Fig. 1: Brechas de capacidad de interconexión para el 2030 y 2040 (GW).

El artículo “[Breaking borders: The future of Europe’s electricity is in interconnectors](#)”, desarrollado por EMBER, destaca los beneficios que la interconexión regional ofrece al sistema eléctrico europeo y examina la capacidad de redes transfronterizas necesarias para alcanzar la carbono neutralidad. Para realizar lo anterior, entrega 3 opciones, no mutuamente excluyentes, que permitirían contribuir a alcanzar las necesidades del sistema eléctrico.

EMBER resalta la importancia de la interconexión regional para alcanzar la carbono neutralidad de manera costo-eficiente en Europa. Por un lado, las redes transfronterizas **facilitan un sistema más flexible, lo que permite una mayor incorporación de energías renovables al manejar su variabilidad y reducir las limitaciones en su uso. Por otro lado, fomentan la eficiencia mediante el aprovechamiento de recursos renovables a lo largo del continente. Asimismo, ayudan a disminuir la dependencia del gas, incrementando la resiliencia energética y promoviendo la coordinación y cooperación entre los países europeos.**

El operador de la red de transmisión eléctrica europea (ENTSO-E, por sus siglas en inglés) realiza estudios regulares para proyectar el crecimiento y las necesidades de la infraestructura de red en el futuro. El informe más reciente señala que se espera la construcción de 23 GW de nuevos proyectos de interconexión entre 2022 y 2025, con lo que se alcanzaría una capacidad total de 136 GW para 2030 y a 155 GW para 2040. No obstante, esta expansión resulta insuficiente para satisfacer las demandas impuestas por los objetivos de descarbonización, eficiencia energética y seguridad en el suministro eléctrico.

Los análisis indican que para alcanzar las metas establecidas por la Unión Europea, la capacidad de interconexión necesita duplicarse en la próxima década y media. Para abordar esta brecha, el estudio recomienda tres estrategias clave: **(i) dar prioridad al desarrollo de corredores de interconexión críticos, (ii) fomentar inversiones en tecnologías de gestión de red que optimicen el uso de la red existente, y (iii) ampliar significativamente la incorporación de fuentes de energía renovable en el continente.**

Las interconexiones eléctricas con países vecinos entregan múltiples beneficios sistémicos, como la capacidad de responder a la variabilidad e incertidumbre de la generación y la demanda, el uso más efectivo de recursos renovables, mayor resiliencia energética y, además, el fortalecimiento de la cooperación regional. Todo esto promueve una operación más económica, limpia y segura del sistema eléctrico. Si bien en Latinoamérica ya existen varias interconexiones eléctricas entre países, **en Chile aún queda espacio para avanzar en esta materia y poder aprovechar los beneficios de contar con redes eléctricas con una mayor diversificación geográfica de recursos.**



GLOSARIO

Almacenamiento: sistemas que mediante un proceso de conversión energética permiten almacenar energía para ser utilizada en otro momento, tales como baterías, almacenamiento por sales fundidas, etc.

BESS: sistema de almacenamiento de energía por baterías electroquímicas.

Capacidad instalada: cantidad máxima de electricidad que una central o grupo de centrales puede generar.

Coordinador Eléctrico Nacional: operador del Sistema Eléctrico Nacional.

Costos marginales: son precios, calculados por el Coordinador Eléctrico Nacional, que se utilizan para transar energía entre empresas del sector eléctrico.

Derv. del petróleo: combustibles producidos a partir de la refinación del petróleo, tales como diésel, fuel oil, etc.

ERV: energías renovables variables, por ejemplo, solar y eólica.

FV: solar fotovoltaico.

Generación: producción de energía de centrales de generación eléctrica.

Generación renovable: generación a partir de fuentes naturales que se regeneran constantemente, incluyendo hidráulica, solar, eólica, bioenergía y geotermia.

Generación térmica: generación a partir de fuentes fósiles que se agotan en el tiempo, incluyendo nuclear, carbón, gas natural y derivados del petróleo.

MMUSD: millones de dólares.

MW: el Watt (W) es la unidad con la que se mide la potencia en el Sistema Internacional de Unidades. Un MW corresponde a 1.000.000 W.

MWh: megawatt-hora corresponde a la energía necesaria para mantener una potencia constante de un megawatt (1 MW) durante una hora.

Participación: cantidad de generación de un determinado tipo o grupo de generadores respecto al total.

Peak generación/demanda: valor máximo de generación/demanda de energía.

SEN: Sistema Eléctrico Nacional, que abarca las instalaciones desde la Región de Arica y Parinacota hasta la Región de Los Lagos.

S/E: subestación eléctrica, también llamada barra o nodo.

▲ y ▼: aumento y disminución respectivamente.



EMPRESAS ASOCIADAS





Generadoras
de Chile

Síguenos en:



generadoras.cl