

ESTUDIO DESCARBONIZACIÓN DE LA MATRIZ ELÉCTRICA AL AÑO 2030 *Síntesis*

El sector energético en Chile es el causante de 78% de las emisiones de CO₂, según el reciente inventario nacional publicado por el gobierno en 2018. La mayor parte de ellas provienen de la industria de la energía (41,5%), seguidas por el sector transporte (31,3%).¹

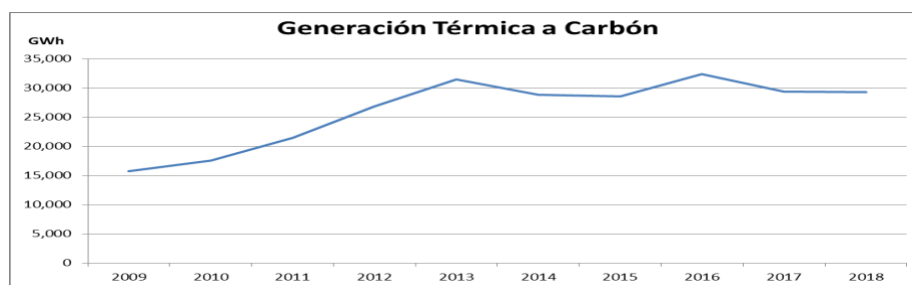
En el contexto de la crisis climática y de la gran vulnerabilidad de nuestro país ante este fenómeno, el gobierno debe concretar un proceso acelerado de descarbonización, en concordancia con lo planteado por la ONU, que urge la necesidad de reducir 45% de las emisiones de CO₂ al 2030, y ser carbono neutral en 2050². La descarbonización del sector eléctrico es la oportunidad más costo efectiva para cumplir con dicho objetivo; jugar un importante liderazgo en el proceso hacia la COP 25 que se desarrollará en Chile; y concretar una Contribución Nacional ambiciosa ante la Secretaria de la Convención de Cambio Climático.

Con el objeto de contribuir a la discusión y toma de decisiones sobre la urgencia de una descarbonización acelerada de la matriz eléctrica, **Chile Sustentable** solicitó a **KAS Ingeniería** evaluar la factibilidad técnico-económica de acelerar el proceso de descarbonización en el país, proponiendo como límite el año 2030 para el cierre completo del parque generador en base a carbón, cuya capacidad es de 5.540 MW.

En el ejercicio prospectivo, KAS Ingeniería tomó como referencia la proyección de escenarios de expansión de la generación y transmisión realizados por la Comisión Nacional de Energía, contenida en el **Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018** (RE N°14 del 11 de enero de 2019) y utilizó el modelo de simulación de operación OSE2000.

Al año 2019, en Chile operan 28 unidades térmicas a carbón, con una potencia bruta total instalada de 5.540 MW. En los últimos seis años la generación total anual en base a carbón ha estado en torno a 30.000 [GWh], representando cerca del 40% del total de generación del país. En términos de potencia media de generación, esto significa un aporte de 3.600 [MW]. Para este mismo periodo, las emisiones de CO₂ resultantes de la generación en base a carbón han sido relativamente constantes, del orden de 30 millones de toneladas al año.

Evolución de la generación a carbón, últimos 10 años



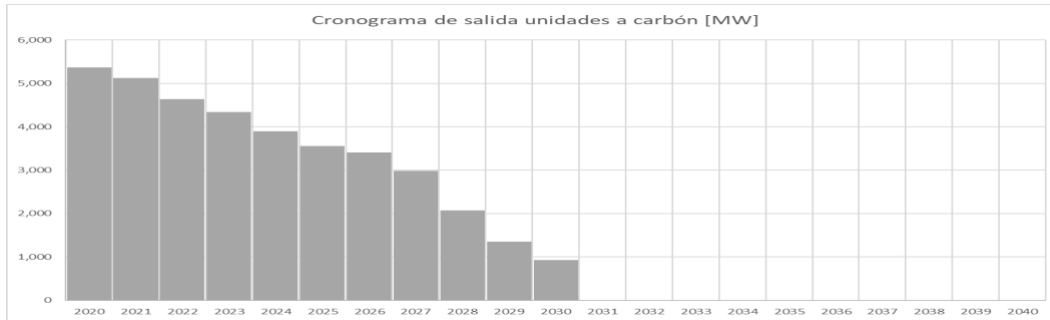
¹ Tercer Informe Bienal de Actualización de Chile sobre Cambio Climático, Ministerio de Medio Ambiente, Dic-2018.

² Informe especial sobre el calentamiento global de 1,5 °C, Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC), Oct- 2018.

Escenario de Descarbonización al 2030

En relación a la fecha de salida de los 5.540 [MW] de capacidad instalada del parque termoeléctrico a carbón, correspondiente a 3.600 [MW] de potencia media, el estudio consideró como referencia el calendario de descarbonización 2038 utilizado por el Coordinador en su informe “Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón”, pero acelerado al año 2030.

Calendario de salida de las centrales a carbón al 2030.



Unidad	Capacidad [MW]	Año Salida
Tocopilla U12	87	Abr- 2019
Tocopilla U13	86	Abr- 2019
Ventanas 1	120	Abr- 2020
Bocamina I	130	Abr- 2020
Tocopilla U14	136	Abr- 2021
Tocopilla U15	132	Abr- 2021
Ventanas 2	220	Abr- 2021
Norgener NT01	140	Abr- 2022
Guacolda U1	152	Abr- 2022
Mejillones CTM1	160	Abr- 2023
Guacolda U2	152	Abr- 2023
Norgener NT02	136	Abr- 2023
Mejillones CTM2	174	Abr- 2024
Tarapacá CCTAR	158	Abr- 2024

Unidad	Capacidad [MW]	Año Salida
Guacolda U3	152	Abr- 2025
Nueva Ventanas	272	Abr- 2026
Guacolda U4	152	Abr- 2026
Andina CTA	177	Abr- 2027
Angamos ANG1	277	Abr- 2027
Angamos ANG2	281	Abr- 2027
Hornitos CTH	178	Abr- 2027
Santa María	370	Abr- 2028
Bocamina II	350	Abr- 2028
Campiche	272	Abr- 2029
Guacolda U5	152	Abr- 2029
Cochrane CCH1	275	Abr- 2029
Cochrane CCH2	275	Abr- 2030
IEM	375	Abr- 2030

Fuente: Elaboración propia, 2019

El Estudio Prospectivo de Descarbonización del sector eléctrico, contempla entre 2019 y 2021 (3 años) el cierre de las 7 termoelectricas a carbon que han operado por mas de 40 años ; y el cierre del 50% del parque carbonero al 2024, es decir durante los proximos 5 años . El 50% restante se retira entre 2025 y 2030.

Con respecto al reemplazo de las carboneras, el estudio realizó un análisis comparativo entre las distintas tecnologías de generación y concluyó que todas las tecnologías limpias (con su costo actual y la baja que se espera tengan a futuro), son económicamente más competitivas que la generación en base a carbón.

Estimación de costo unitario de generación (en base a información de mercado y CNE)

Tecnología	Costos Unitarios [USD/MWh]			C. Total [USD/MWh]
	CAPEX	OPEX	Combustible	
Fotovoltaico	25.3	3	0	28.3
Eólico	33.7	7	0	40.7
Termosolar	57.4	10	0	67.4
Geoterminia	52.2	10	0	62.2
Carbón	27.6	5	45	77.6

El plan de obras y los costos de inversión para reemplazo del carbón se muestran en los cuadros siguientes.

Capacidad instalada anual para reemplazo del carbón [MW]

Tecnología \ Año	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
FV	150	860	650	190	350	0	0	0	0	0	0	2,200
Eólica	0	129	195	167	256	76	0	0	0	329	0	1,152
CSP	0	0	70	200	320	200	0	370	880	410	250	2,700
Geotermia	0	0	0	0	0	140	100	0	260	210	180	890

Fuente: Elaboración propia, 2019

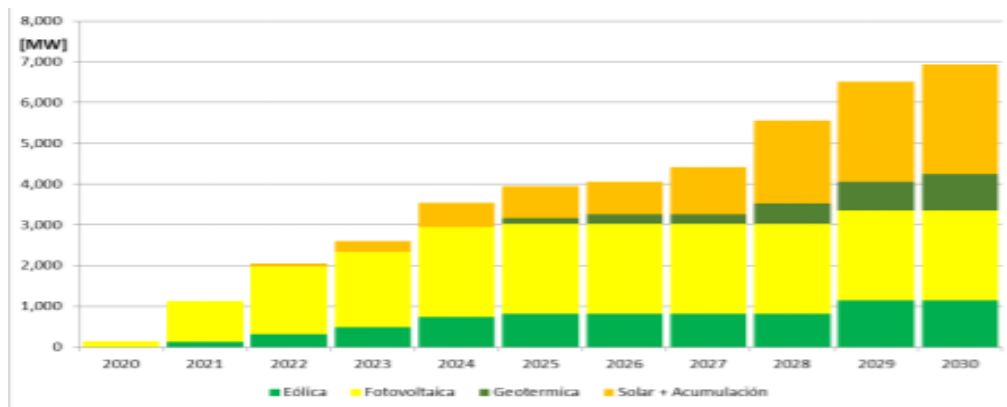
Costo de inversión actualizado [MUSD] (para tasa de 6%)

Tecnología \ Año	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
FV	152	793	546	145	243	0	0	0	0	0	0	1,879
Eólica	0	191	273	220	319	89	0	0	0	306	0	1,399
CSP	0	0	361	942	1,373	781	0	1,192	2,568	1,083	596	8,895
Geotermia	0	0	0	0	0	617	412	0	935	705	565	3,234

Fuente: Elaboración propia, 2019

El estudio Prospectivo de Descarbonización de la Matriz Eléctrica al año 2030, indica que los 5.540 MW del parque termoeléctrico a carbón (correspondiente a 3.600 MW de potencia media), pueden ser reemplazados en su mayoría por tecnologías de generación renovables: solar fotovoltaica, eólica, solar fotovoltaica con acumulación (por ejemplo: baterías), solares térmicas de concentración y/o acumulación. De las cuales se deberían construir 6.940 MW en nuevas obras, las que se valorizaron en 15.099 millones de dólares (MUSD).

Capacidad instalada acumulada para reemplazo del carbón al 2030



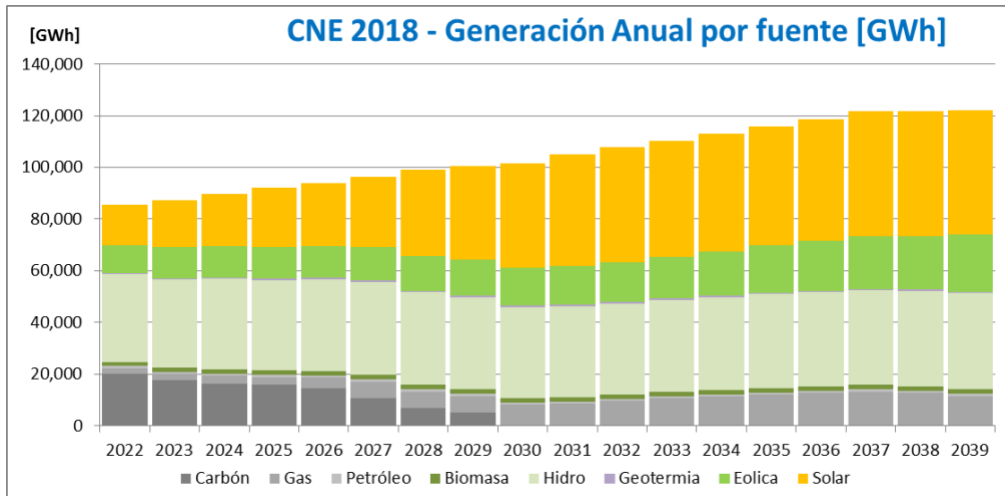
Fuente: Elaboración propia, 2019

Los resultados del estudio evidencian, que el cierre de centrales termoeléctricas a carbón significará un **ahorro en la compra de combustibles del orden de 1.200 a 1.400 MUSD**. Como referencia, durante abril de 2019 el costo promedio de la tonelada de carbón declarado al Coordinador Eléctrico Nacional, fue de 107,4 USD/Ton.

Dado que la operación del sistema estará basada en un mayor porcentaje de generación anual en base a energías renovables, **los costos actualizados de operación del sistema en un escenario de descarbonización serían de 7.416 MUSD**, mientras que en un escenario BAU (sin descarbonización) el costo de operación del sistema es significativamente mayor, siendo del orden de 12.831 MUSD.

El estudio propone el reemplazo de los 3600 MW promedio anual de generación neta que aporta el actual parque (5540 MW) de centrales a carbón, por casi 7000 MW de diversas tecnologías renovables: 2200 MW fotovoltaicos, 1152 MW eólicos, 2700 MW de concentración y/o acumulación y 890 MW de geotermia.

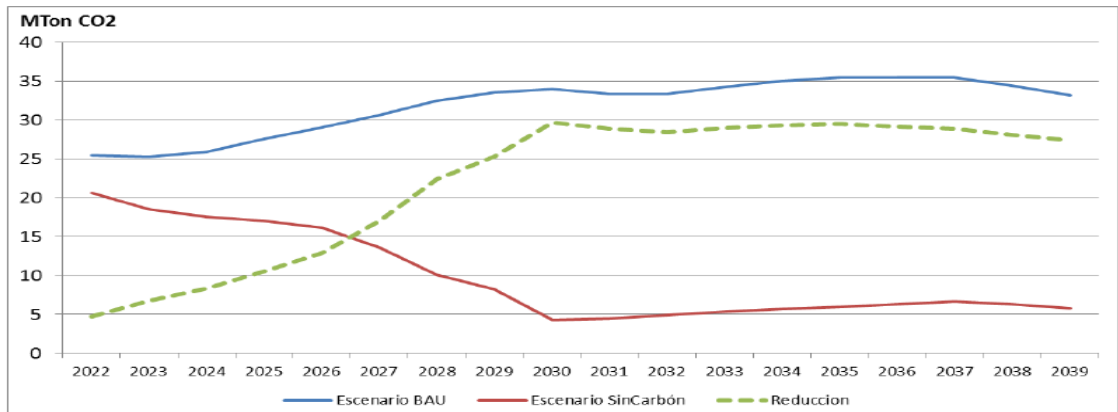
Generación media anual por tecnología en un escenario de descarbonización al 2030



Fuente: Elaboración propia, 2019

En lo que respecta a la operación del sistema, el escenario de descarbonización al 2030 representa **una reducción de emisiones de CO2 del orden de 30 millones de toneladas al año**. Las emisiones remanentes se deben principalmente a la operación de centrales de ciclo combinado con gas natural, que operarían como un complemento a la energía renovable durante el periodo de transición.

Emisiones de CO2 en MTon/año



Fuente:Elaboración propia, 2019

Finalmente, en relación a la ampliación de la transmisión requerida para las unidades que reemplazan a la generación a carbón, el Estudio Prospectivo de Descarbonización 2030, recomienda aumentar la capacidad del Sistema HVDC Kimal-Maitencillo a una capacidad de 4.000 MW y HVDC Maitencillo – Lo Aguirre de 6.000 MW además de construir líneas adicionales principalmente de 220kV, una línea de 500 kV entre Kimal y Lagunas y diversos sistemas de control de flujo en 220 kV en el Sistema Eléctrico Nacional; lo cual requiere una inversión adicional de 821 MUSD.

Costos de inversión y operación de un sistema eléctrico sin unidades a carbón al 2030

El Estudio Prospectivo de Descarbonización del sector eléctrico al 2030, contempla el cierre del 50% del parque carbonero al 2024, es decir durante los próximos 5 años, y el 50% restante entre 2025 y 2030; y presenta **una reducción de emisiones de CO2 del orden de 30 millones de toneladas al año, a consecuencia del cierre de dichas termoeléctricas.**

Considerando los costos de operación e inversión en generación, y los costos de inversión en transmisión para un escenario de operación sin unidades a carbón al año 2030, se concluye que el costo de descarbonizar la matriz eléctrica, sería de solo 2.414 MUSD de dólares. (90% correspondiente a inversiones adicionales en centrales de energía renovable y 10% a ampliaciones adicionales del sistema de transmisión nacional).

No obstante, dado que la operación del Sistema Eléctrico Nacional estará basada en un incremento de generación anual en base a energías renovables **los costos actualizados de operación del sistema en el escenario de descarbonización serían de 7.416 MUSD**, es decir mucho más bajos que en un escenario BAU (sin descarbonización). Los ahorros en el periodo, por los menores costos de operación, implican que **el costo de descarbonizar la matriz eléctrica, podría costar solo el 30% de la mayor inversión requerida para reemplazar las centrales carboneras al año 2030.**

Resumen de costos de inversión y operación

Costos por Escenario [MUSD]	BAU	Sin Carbón
Inversión	8,090	15,099
Operación	12,831	7,416
Ampliaciones Transmisión	2,444	3,265
Total	23,365	25,780

Fuente:Elaboración propia, 2019

Ello implicaría un costo de reducción unitario de las emisiones de CO2 de US 6.1 dólares la tonelada (USD/TonCO2), tomando en cuenta una reducción esperada de 396 millones de toneladas de CO2 durante el período que abarca el estudio.

El estudio no incorporó los ahorros debidos a la reducción de los contaminantes atmosféricos locales emitidos por las termoelectricas a carbón: material particulado (MP), dióxido de azufre (SO2), y óxidos de nitrógeno (NOX), el cumplimiento de los Planes de Descontaminación vigentes, y la reducción de costos en los presupuestos familiares y del sistema público de salud, al reducirse los impactos de los contaminantes locales sobre la salud de la población.