IT-KI-37-2019

ESTUDIO PROSPECTIVO ESCENARIO DE DESCARBONIZACIÓN 2030

Desarrollado para:

CHILE SUSTENTABLE

Preparado por:

KAS INGENIERÍA

Rev.	Fecha	Emitido para	Elaborado por	Revisado por	Aprobado por
1	15-05-2019	Revisión cliente	KAS Ingeniería	AAR	SJE

Índice

1 INTRODUCCION 3
2 ANTECEDENTES 4
2.1. La situación actual 4
2.2. Escenarios de generación proyectados - PELP 5
2.3. Escenarios de generación proyectados – Coordinador 8
2.4. Escenarios de generación proyectados – Comisión Nacional de Energía 11
2.5. Ejercicio prospectivo de descarbonización de la matriz 13
3 EJERCICIO DE OPERACIÓN SIN CARBÓN A PARTIR DE 2031 16
4 CONCLUSIONES Y COMENTARIOS 22

1 INTRODUCCION

En el marco de la "*Mesa de retiro y/o reconversión de unidades a carbón*" coordinada por el Ministerio de Energía, el Coordinador Eléctrico Nacional (Coordinador o CEN), en la sesión de septiembre de 2018, presentó el "*Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón*".

El objetivo de la "Mesa" fue analizar los efectos del retiro y/o reconversión de unidades a carbón sobre la seguridad y la eficiencia económica del sistema eléctrico nacional, la actividad económica local y la incidencia en aspectos medioambientales. El compromiso de las empresas generadoras que conforman la "Mesa" es terminar con un cronograma voluntario de retiro y/o reconversión de dichas unidades.

El estudio realizado por el Coordinador es un ejercicio que intenta dimensionar el impacto del retiro de centrales termoeléctricas a carbón sobre la operación y desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), asumiendo que este proceso se realiza en un periodo de 20 años (2021-2040), recalcando que sus conclusiones son preliminares, dada la incertidumbre de los escenarios futuros que se prevén. De manera global, se plantea resolver un problema de optimización de los costos de inversión y operación del conjunto generación - transmisión

La conclusión principal del estudio es que el sistema eléctrico puede desarrollarse eficientemente logrando mantener la suficiencia y la seguridad de servicio, requiriendo inversión en transmisión y tecnologías de generación eficientes tales como solar fotovoltaica, eólica e hidroeléctrica, acompañado de fuentes flexibles, tales como CSP e hidrobombeo.

Chile Sustentable, solicitó a **KAS Ingeniería** evaluar la factibilidad técnico-económica de acelerar el proceso de descarbonización, proponiendo como límite el año 2030 para el cierre completo del parque generador en base a carbón, siendo esta actualmente del orden de 5.500 MW. El objetivo general de esta asesoría es identificar los desafíos que impone el requerimiento de aceleración del proceso de descarbonización, con el propósito aportar elementos que ayuden a enriquecer una discusión sobre este tema.

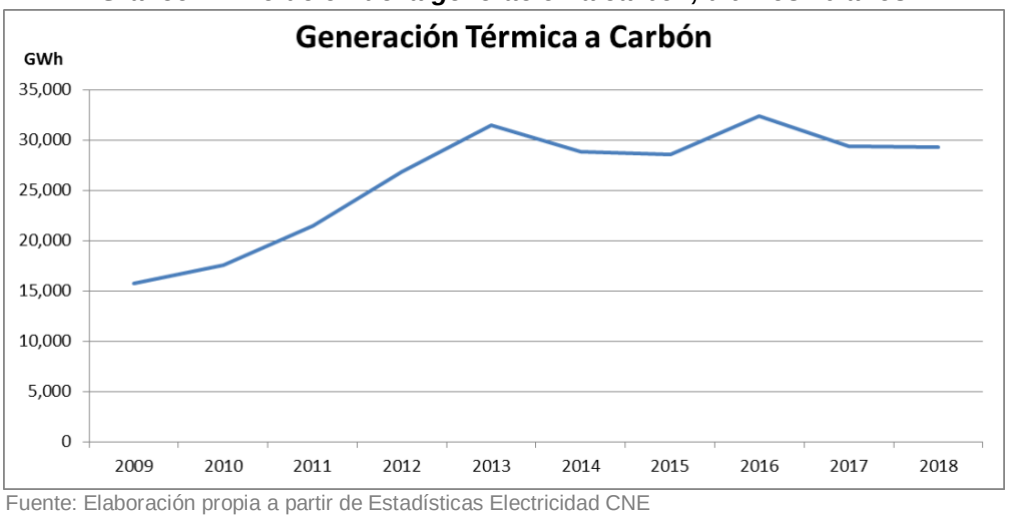
KAS Ingeniería ha hecho una serie de análisis utilizando el modelo de simulación de la operación **OSE2000**, tomando como referencia la proyección de escenarios de expansión generación & transmisión realizado por la Comisión Nacional de Energía, contenida en la RE N°14 del 11 de enero de 2019 (Informe Técnico Final del *Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018*).

2 ANTECEDENTES

2.1. La situación actual

Al año 2019, en Chile operan 28 unidades térmicas a carbón, con una potencia bruta total instalada de 5.540 MW, localizadas en Tarapacá (1), Tocopilla (6), Mejillones (9), Huasco (5), Quintero-Puchuncaví (4) y Coronel (3). Dado que su costo de generación es el más bajo dentro de las unidades térmicas, tienen un despacho permanente, con factores de planta global anual en torno a 70%. El Gráfico 1 muestra la evolución de la generación real de electricidad en base a carbón, para los últimos 10 años para el Sistema Eléctrico Nacional.

Gráfico 1. Evolución de la generación a carbón, últimos 10 años



Fuente: Elaboración propia a partir de Estadísticas Electricidad CNE

Del Gráfico 1 puede apreciarse que en los últimos seis años la generación total anual 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, significa un aporte de 3.600 [MW].

Para este mismo periodo, las emisiones de CO_2 debido a la generación en base a carbón han permanecido relativamente constantes, en el orden de 30 millones de toneladas al año. Esta es una medida del impacto que tiene llevar a cabo un proceso de descarbonización completo.

2.2. Escenarios de generación proyectados - PELP

De acuerdo a lo que señala la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), el Ministerio de Energía debe realizar un Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), donde se prospecten distintos escenarios de crecimiento, evolución de costos de tecnologías de generación y utilización de energéticos, con el propósito de servir de insumo para una adecuada planificación del sistema de transmisión, a cargo de la Comisión Nacional de Energía.

El primer Informe elaborado por el Ministerio de Energía contempló la definición y análisis de cinco escenarios, definidos por seis criterios, tal como se muestra en la tabla a continuación:

Tabla 1.Escenarios energéticos definidos en el proceso PELP

Factores	Escenario A	Escenario B	Escenario C	Escenario D	Escenario E
Disposición social para proyectos	+ Costo y con carbón CCS	Libre	+ Costo y con carbón CCS	+ Costo	+ Costo
Demanda energética	Bajo	Alta	Media	Baja	Alta
Cambio tecnológico en almacenamiento en baterías	Alto	Bajo	Medio	Medio	Alto
Costos de externalidades ambientales	Actual	+Alto	Actual	Actual	+Alto
Costos de inversión de tecnologías renovables	Bajo	Bajo	Medio	Alto	Bajo
Precio de combustibles fósiles	Medio	Alto	Bajo	Bajo	Alto

Fuente: Informe Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo, 19 febrero 2018

Como resultado de la combinación de los criterios señalados en la Tabla 1, se obtuvo cinco planes de expansión de la generación, cuyo detalle por tecnología se muestra en la Tabla 2:

Tabla 2. PELP - Capacidad instalada incorporada x Escenario

Tecnología	A	B	C	D	E
Batería					
Biogás					
Biomasa					
Bombeo					
Carbón					
Carbón CCS					
Diésel					
Eólica	465	2,681	4,442	1,361	2,503
Fuel Oil					
Geotérmica					
GNL CC			1,461		
Hidro Embalse					
Hidro ERNC					
Hidro Pasada	32	152	434	32	103
Otro					
Solar CSP	1,292	8,012	30		8,116
Solar FV	7,861	13,397	8,848	5,215	13,463
Total	**9,650**	**24,242**	**15,215**	**6,608**	**24,185**

Fuente: Elaboración propia a partir del Informe PELP

De este ejercicio se puede señalar que se espera que la expansión de la generación se haga fundamentalmente en base a tecnologías renovables y que, dado la tendencia de precios considerada para las distintas tecnologías, la expansión se haría mayoritariamente en base a generación solar, con una mezcla entre fotovoltaica y de concentración.

Por otra parte, en estos escenarios no se consideró el retiro de capacidad de generación en base a carbón. Los gráficos siguientes muestran la evolución media de generación por tecnología.

Gráfico 2. Generación eléctrica esperada por tecnología, Escenario A (PELP)

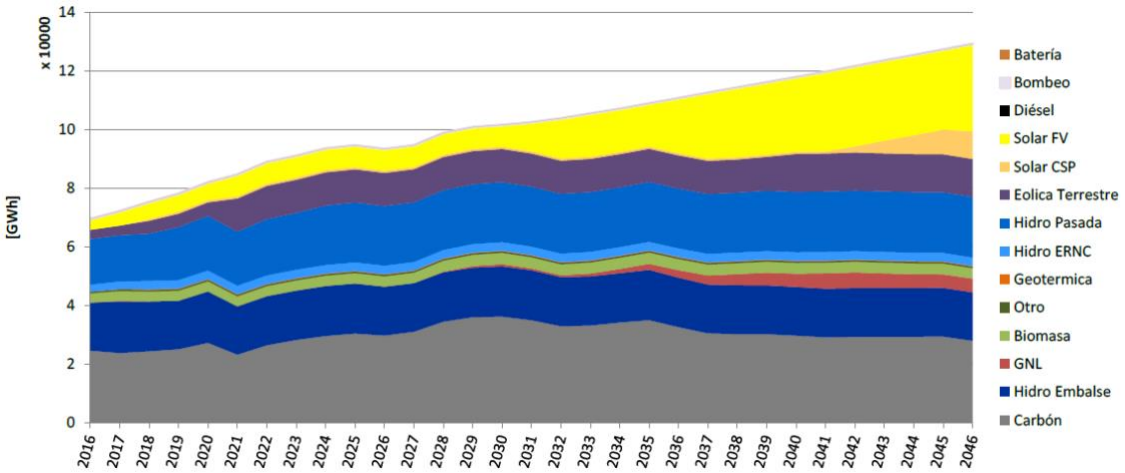


Gráfico 3. Generación eléctrica esperada por tecnología, Escenario B (PELP)

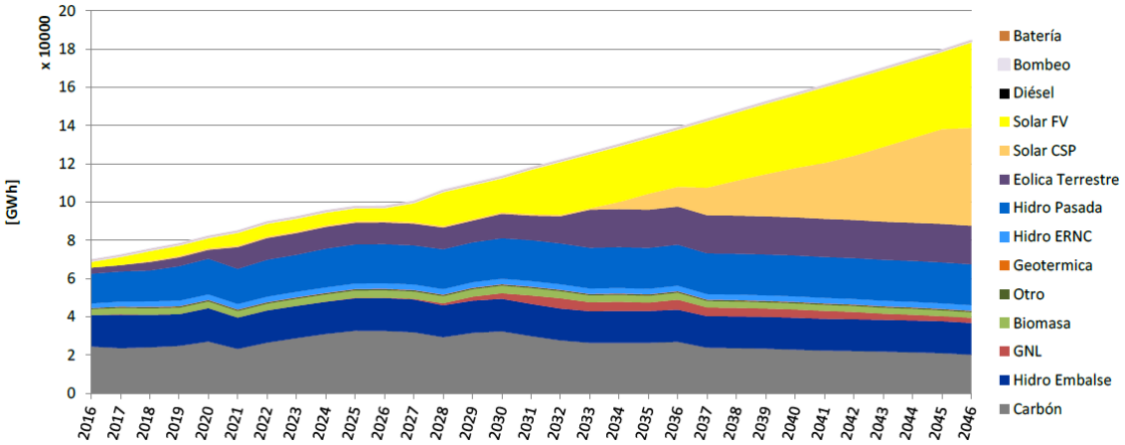


Gráfico 4. Generación eléctrica esperada por tecnología, Escenario C (PELP)

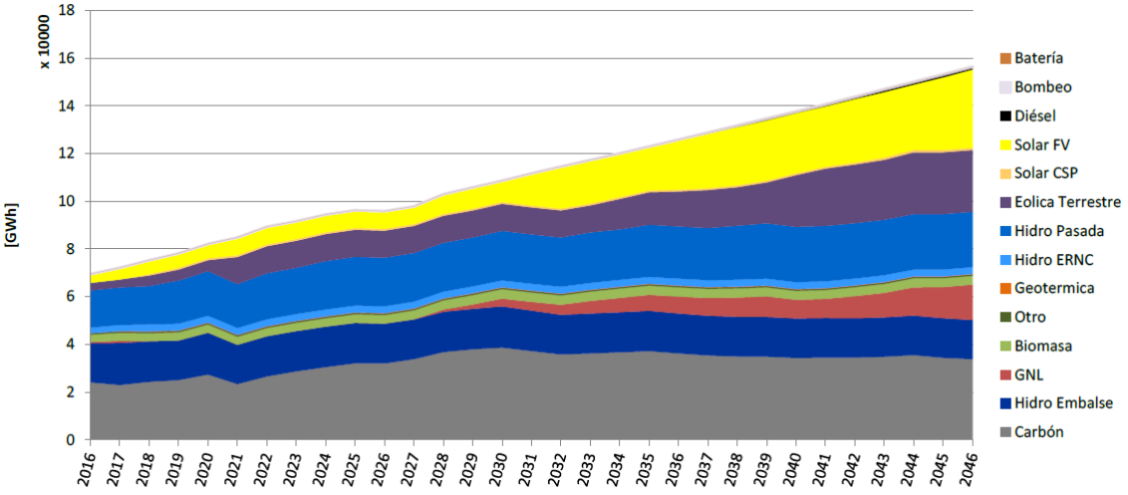


Gráfico 5. Generación eléctrica esperada por tecnología, Escenario D (PELP)

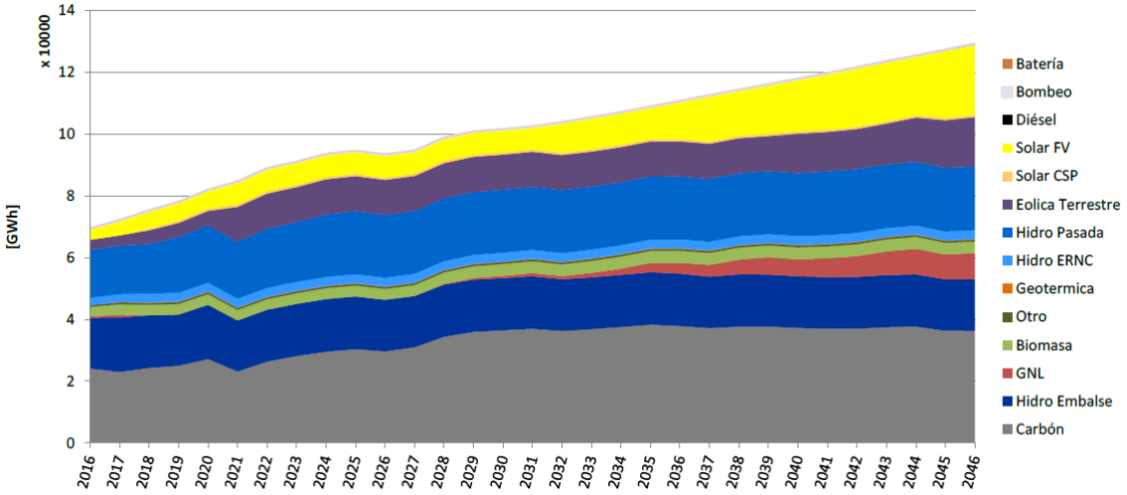
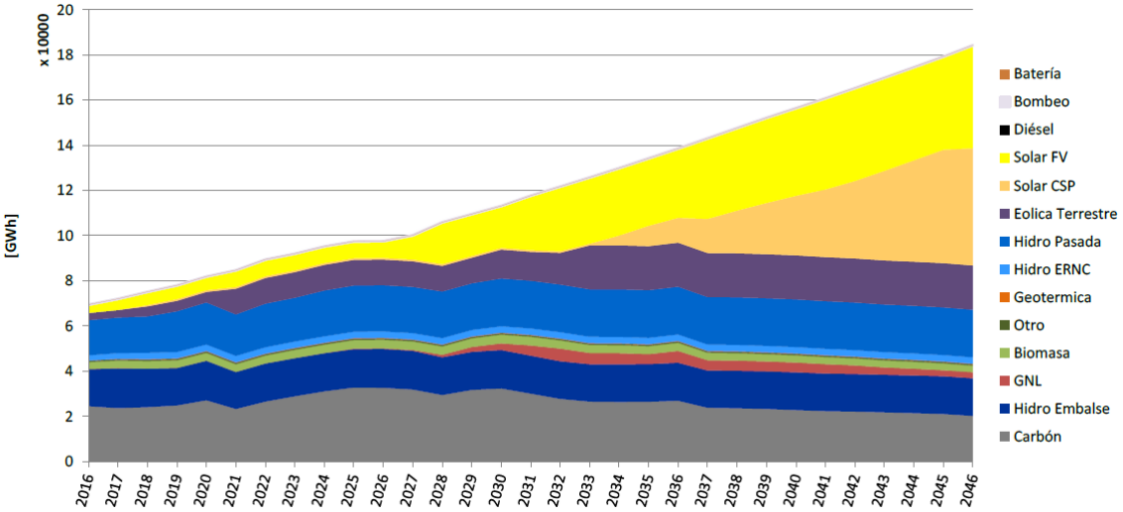


Gráfico 6. Generación eléctrica esperada por tecnología, Escenario E (PELP)



2.3. Escenarios de generación proyectados – Coordinador

El "*Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón*", elaborado por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) tomó como referencia al igual que el presente, en lo referente a supuestos de largo plazo, el informe del "*Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo*" (PELP), elaborado por el Ministerio de Energía, descrito sucintamente en el punto anterior. Estos supuestos de largo plazo se refieren a los costos de inversión de las diferentes tecnologías de generación y almacenamiento y el potencial de recursos renovables por zona. Del *Informe Técnico Preliminar de Precios de Nudo*, emitido por la Comisión Nacional de Energía tomó las proyecciones de precios de combustibles, series hidrológicas y proyectos de generación y transmisión declarados en construcción, en tanto que del estudio *Análisis de la operación de los sistemas SIC-SING Interconectados*, preparado por la empresa Estudios Eléctricos, obtuvo información referente a tiempos de respuesta y límites de reserva efectiva de unidades de generación para el control primario de frecuencia, e inercia mínima requerida para el SING.

Como metodología general, el Coordinador elaboró un escenario de expansión del conjunto generación – transmisión, mediante un proceso de optimización de los costos de inversión y operación. Este ejercicio se realiza, en su caso base, para un escenario con descarbonización y otro sin descarbonización, permitiéndole de esta manera cuantificar diferencias económicas.

Como criterio para definir el cronograma de salida de las unidades térmicas a carbón se tomó el cumplimiento de la vida útil técnica (40 años) o económica (25 años).

Definición de escenarios

El Estudio del Coordinador considera un periodo de 20 años para la descarbonización completa. Como criterio, se toma el cumplimiento de la vida útil técnica para las unidades más antiguas, el cumplimiento de la vida útil económica para las unidades que entraron en servicio los últimos 10 años y que el proceso sea gradual por orden de antigüedad.

La siguiente tabla muestra la información señalada respecto al parque de unidades térmicas a carbón, junto a información histórica.

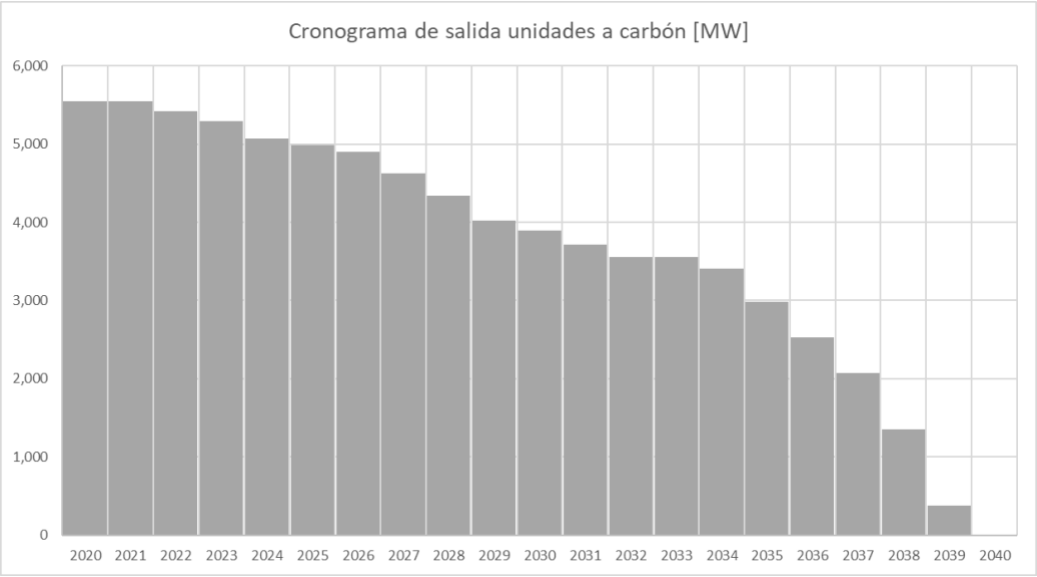
Tabla 3. Información de centrales termoeléctricas a carbón y años de desconexión. Escenario de descarbonización

Unidad	Zona	Capacidad [MW]	Región	Año Puesta en Servicio	Años de Servicio	Salida en ESC-A	Total Años de servicio
Ventanas 1	Centro	120	Valparaíso	1964	54	2021	57
Bocamina	Sur	130	Biobío	1970	48	2022	52
Ventanas 2	Centro	220	Valparaíso	1977	41	2023	46
Tocopilla U12	Norte	87	Antofagasta	1983	35	2024	41
Tocopilla U13	Norte	86	Antofagasta	1985	33	2025	40
Tocopilla U14	Norte	136	Antofagasta	1987	31	2026	39
Tocopilla U15	Norte	132	Antofagasta	1987	31	2026	39
Norgener NTO1	Norte	140	Antofagasta	1995	23	2027	32
Guacolda U1	Norte	152	Atacama	1995	23	2027	32
Mejillones CTM1	Norte	160	Antofagasta	1995	23	2028	33
Guacolda U2	Norte	152	Atacama	1996	22	2028	32
Norgener NTO2	Norte	136	Antofagasta	1997	21	2029	32
Mejillones CTM2	Norte	174	Antofagasta	1998	20	2030	32
Tarapacá CCTAR	Norte	158	Tarapacá	1999	19	2031	32
Guacolda U3	Norte	152	Atacama	2009	9	2033	24
Nueva Ventanas	Centro	272	Valparaíso	2010	8	2034	24
Guacolda U4	Norte	152	Atacama	2010	8	2034	24
Andina CTA	Norte	177	Antofagasta	2011	7	2035	24
Angamos ANG1	Norte	277	Antofagasta	2011	7	2035	24
Angamos ANG2	Norte	281	Antofagasta	2011	7	2036	25
Hornitos CTH	Norte	178	Antofagasta	2011	7	2036	25
Santa María	Sur	370	Biobío	2012	6	2037	25
Bocamina II	Sur	350	Biobío	2012	6	2037	25
Campiche	Centro	272	Valparaíso	2013	5	2038	25
Guacolda U5	Norte	152	Atacama	2015	3	2038	23
Cochrane CCH1	Norte	275	Antofagasta	2016	2	2038	22
Cochrane CCH2	Norte	275	Antofagasta	2016	2	2038	22
IEM	Norte	375	Antofagasta	2018	0	2039	21

Fuente: Informe Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón, CEN

El siguiente gráfico ilustra la forma en que va disminuyendo la capacidad instalada en unidades a carbón.

Gráfico 7. Retiro de unidades a carbón – Capacidad disponible



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Tabla 3

Sobre el escenario base, en este estudio se consideran variaciones respecto a algunos parámetros, generando 5 escenarios de sensibilidad, tal como se muestra en la Tabla 4.

Tabla 4. Escenarios considerados para el estudio prospectivo de impactos de la descarbonización

Combinatoria de supuestos		**A1**	**A2**	**A3**	**A4**	**A5**	**A6**
Mecanismo de descarbonización		Vida útil	Vida útil	Vida útil	Vida útil	Vida útil	Vida útil
Costos de inversión tecnologías de generación renovables	CSP	Ref.	Alto	Alto	Alto	Alto	Alto
	Solar	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.	Bajo
	Eólico	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.	Bajo
	Geotérmica	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.
	Hidráulica	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.
Costos de inversión sistemas de almacenamiento	Baterías	Ref.	Ref.	Ref.	Bajo	Ref.	Bajo
	Bombeo Hid	Ref.	Ref.	Ref.	Bajo	Ref.	Bajo
Costos de inversión tecnologías convencionales	GNL	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.
Restricción a proyectos hidroeléctricos, bombeo y geotermia		Ref.	Ref.	Ref.	Ref.	Limitado	Limitado
Costos de combustible GNL		Ref.	Ref.	Alto	Alto	Ref.	Alto
Demanda energética		Ref.	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.

Los gráficos siguientes muestran los resultados de los procesos de optimización realizados por el Coordinador, para el escenario A1 descrito en la Tabla 4.

Gráfico 8. Escenario de operación sin descarbonización (Coordinador)

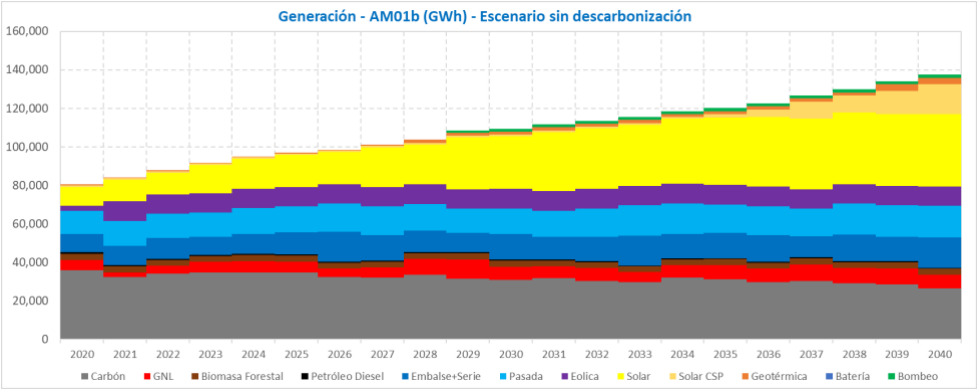
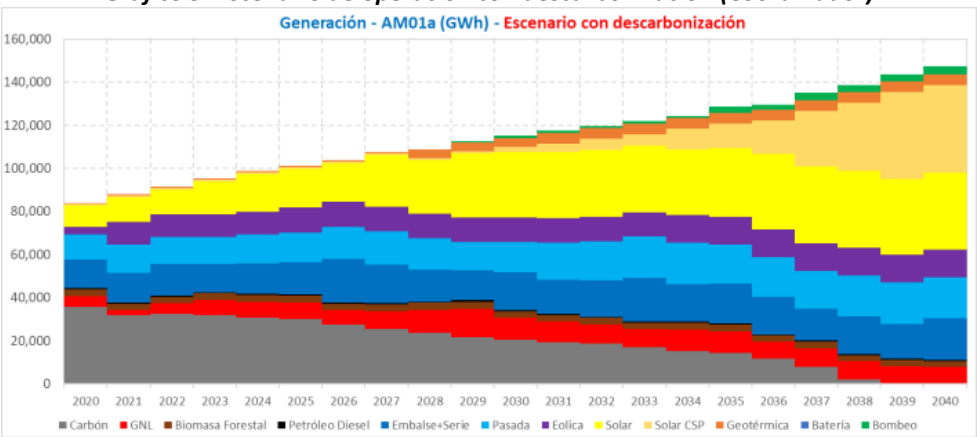


Gráfico 9. Escenario de operación con descarbonización (Coordinador)

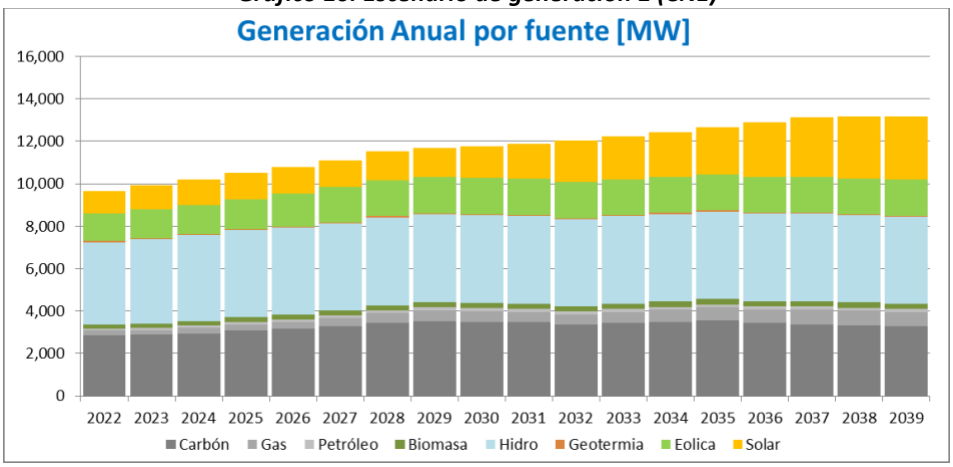


La conclusión principal del estudio es que el sistema eléctrico puede desarrollarse eficientemente logrando mantener la suficiencia y la seguridad de servicio, requiriendo inversión en transmisión y tecnologías de generación eficientes tales como solar fotovoltaica, eólica e hidroeléctrica, acompañado de fuentes flexibles, tales como CSP e hidrobombeo.

2.4. Escenarios de generación proyectados – Comisión Nacional de Energía

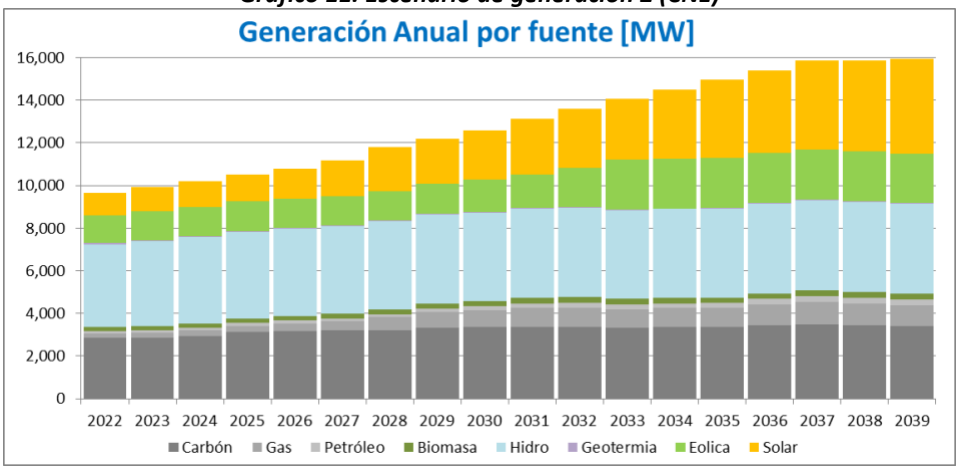
Para la realización del *Plan Anual de Expansión de la Transmisión 2018*, la Comisión Nacional de Energía (CNE), tomando como base el Informe Final PELP, desarrolló cinco escenarios de expansión de la generación y, en base a ellos, propuso importantes obras nuevas y de ampliación para los sistemas de transmisión Nacional y Zonal. Los gráficos siguientes muestran el resultado en términos de generación promedio anual por tecnología.

Gráfico 10. Escenario de generación 1 (CNE)



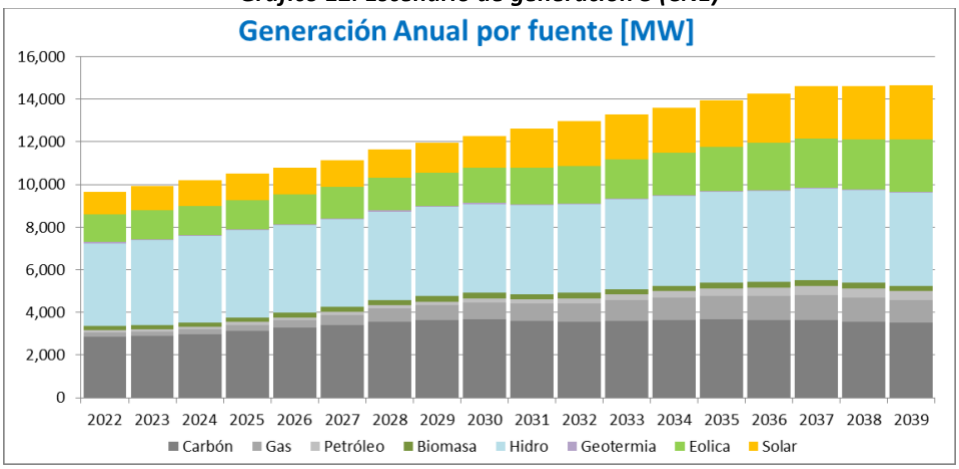
Fuente: Elaboración propia a partir de datos publicados por la CNE

Gráfico 11. Escenario de generación 2 (CNE)



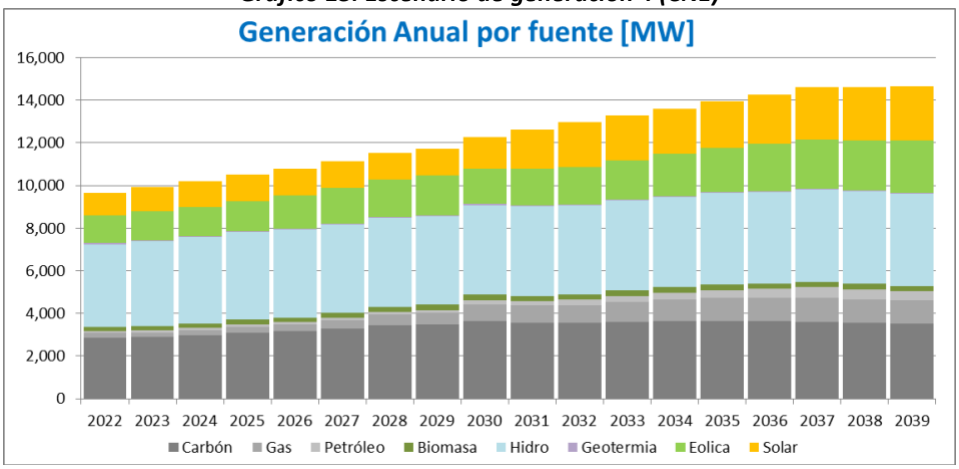
Fuente: Elaboración propia a partir de datos publicados por la CNE

Gráfico 12. Escenario de generación 3 (CNE)



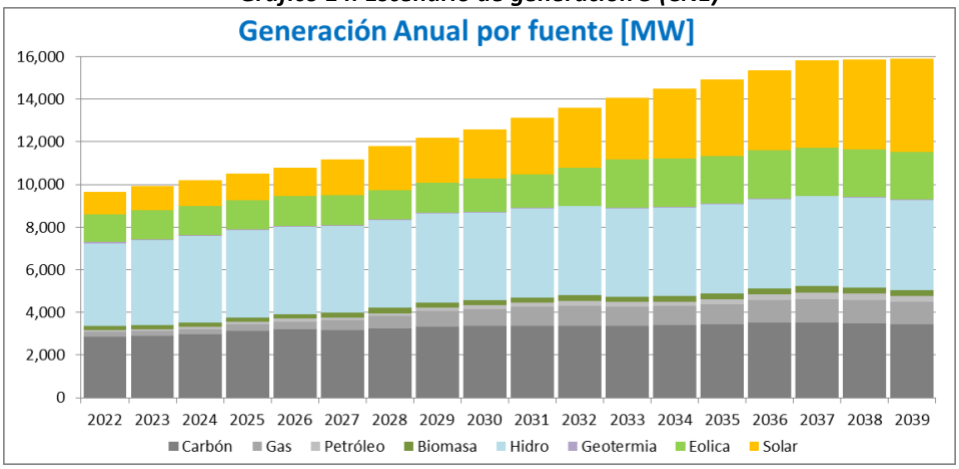
Fuente: Elaboración propia a partir de datos publicados por la CNE

Gráfico 13. Escenario de generación 4 (CNE)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos publicados por la CNE

Gráfico 14. Escenario de generación 5 (CNE)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos publicados por la CNE

De la información presentada por la CNE en su reporte Plan Anual de Expansión de la Transmisión 2018, se aprecia que la expansión de la generación, para suministrar el aumento de demanda, se realiza básicamente en base a fuentes renovables. Pero, al igual que en el informe PELP del Ministerio de Energía, los escenarios proyectados por la Comisión Nacional de Energía no consideran un retiro de las centrales carboneras.

2.5. Ejercicio prospectivo de descarbonización de la matriz eléctrica al 2030

Con el propósito de tener una aproximación a los órdenes de magnitud involucrados en un proceso de retiro de la generación en base a carbón, en este apartado se presenta un ejercicio prospectivo que contribuye a la identificación de elementos clave a considerar en el proceso de transición energética, para una descarbonización acelerada (al 2030) de la matriz eléctrica.

Para este análisis se consideran los escenarios propuesto por la CNE, donde es posible observar que la generación térmica en base a carbón permanece relativamente constante a lo largo del tiempo. Un proceso de descarbonización completo, significa reemplazar unos 3.600 [MW] promedio anual de generación “base” tal y como se indicó en la página 4 del presente estudio, por fuentes de generación renovable.

A la fecha, se encuentran disponibles una serie de tecnologías de generación sin emisiones, dentro de las cuales las de menor costo corresponden a solar fotovoltaico y eólico. Sin embargo, no es razonable imaginar una expansión del parque generador sólo en base a estas dos tecnologías, ya que la operación de un sistema eléctrico requiere de ciertas características que, por el momento, ellas no poseen (inercia y “gestionabilidad” entre las más relevantes).

Entre otras tecnologías de generación, que sí cuentan con características asociadas a las unidades térmicas “tradicionales”, se cuentan: geotérmica, hidroeléctricas de bombeo, solar de concentración (o solar-térmica), fotovoltaicas con sistemas de acumulación. Todas estas tecnologías presentan un elevado nivel de desarrollo, si bien algunas de ellas todavía no son consideradas “económicamente competitivas” pero tal y como se ha verificado en la práctica, están teniendo desarrollos mejorando la eficiencia exponencialmente cada año, con una baja importante en sus costos asociados.

La siguiente tabla muestra el nivel de inversión requerido, para diferentes tecnologías (valores referenciales, dentro del rango presentado en el Informe Final PELP [Ver Anexo 1]), suponiendo un reemplazo 100% de la producción anual por cualquier de estas tecnologías.

Tabla 5. Estimación costo de inversión reemplazo 100% generación a carbón

Reemplazo 100% x	Factor de Planta	Capacidad [MW]	C. Inversión [MUSD/MW]	Inversión [MUSD]
Fotovoltaico	30%	12,000	0.9	10,800
Eólico	35%	10,500	1.4	14,700
Termosolar	75%	5,000	5.5	27,500
Geotermia	90%	4,500	6.0	27,000
Carbón	85%	4,235	3.0	12,706

Para los valores de inversión considerados y la vida útil estimada para cada tecnología, se determina la anualidad del pago de la inversión, para una tasa de descuento de 6%[1], obteniendo los valores que se muestran en la Tabla 6, sin estimaciones futuras sino a costos reales actuales de las tecnologías:

Tabla 6. Cálculo de la anualidad para pago de la inversión

Tecnología	Tasa Descuento	Vida Útil (años)	Anualidad [MUSD]
Fotovoltaico	6%	25	$ 797
Eólico	6%	25	$ 1,085
Termosolar	6%	30	$ 1,885
Geotermia	6%	30	$ 1,850
Carbón	6%	30	$ 871

Finalmente, se determinan los costos unitarios, agregando al costo de inversión los costos operacionales fijos y de combustibles (en este caso sólo para el carbón) aproximándose a un concepto de Costo Nivelado de la Energía (en inglés LCOE), que permite homogenizar el análisis y comparación de diferentes tecnologías:

Tabla 7. Estimación costo unitario de generación (LCOE)

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

Aunque en este ejercicio no están incluidos eventuales costos por flexibilidad (necesarios para hacer frente a la variabilidad y/o aleatoriedad de la generación), ni costos por refuerzo de los sistemas de

[1] La tasa de descuento 6% es utilizada por la CNE para la evaluación de los proyectos de inversión en transmisión

transmisión, puede observarse que la generación en base a carbón hoy no es económicamente competitiva. Esto, todavía sin considerar que en Chile, desde el año 2017, las emisiones de CO_2 están gravadas con 5 USD/Ton, que para el caso de la generación en base a carbón representa un costo promedio en torno a 5 USD/MWh, adicional al señalado en la Tabla 7.

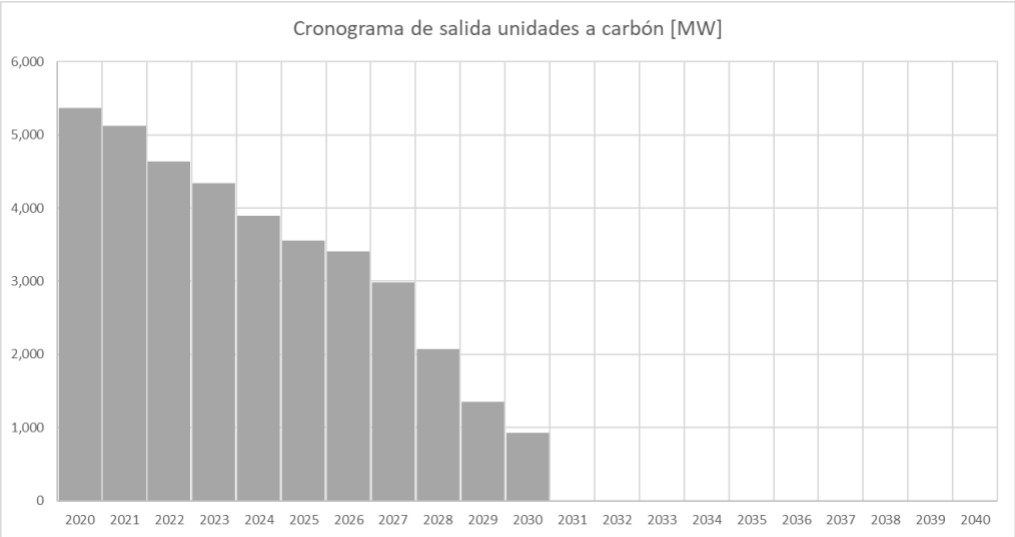
Dado que la solución de reemplazo de centrales a carbón debe contener una mezcla de tecnologías, una primera impresión a partir de los valores señalados en la Tabla 5 es que el costo de inversión debería estar en el rango 12 y 27 mil millones de dólares. Esto sólo considera la sustitución de la generación esperada de las centrales a carbón, no toma en cuenta la expansión de generación necesaria por el aumento de demanda.

Para cerrar este ejercicio de reemplazo de los 3.600 [MW] térmicos a carbón, se debe mencionar el ahorro en la compra de combustible, que al año alcanza unos 1.200 ~ 1.400 MUSD (millones de dólares) a precios actuales sin considerar posibles desviaciones futuras sobre dicho combustible (situaciones que ya hemos visto en el pasado). Como referencia, durante abril de 2019 el costo promedio de la tonelada de carbón declarado al Coordinador, fue de 107,4 USD/Ton.

3 EJERCICIO DE RETIRO DE UNIDADES A CARBÓN AL AÑO 2030

En siguiente gráfico se muestra el plan de salida de las unidades térmicas a carbón, en un ejercicio propuesto por KAS. La salida de cada unidad va acompañada por su reemplazo mediante unidades renovables solar fotovoltaica, eólica, solar fotovoltaica con acumulación (baterías), solares térmicas de concentración y/o acumulación. Para este ejercicio se ha tomado como referencia el calendario de descarbonización utilizado por el Coordinador en su Estudio, pero acelerado al año 2030.

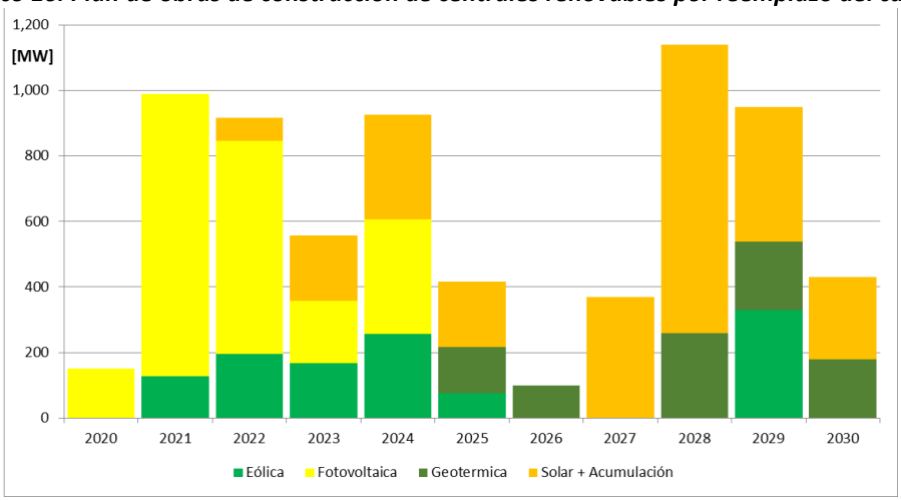
Gráfico 15. Plan de retiro acelerado de capacidad instalada en carbón (capacidad residual)



Fuente: Elaboración propia

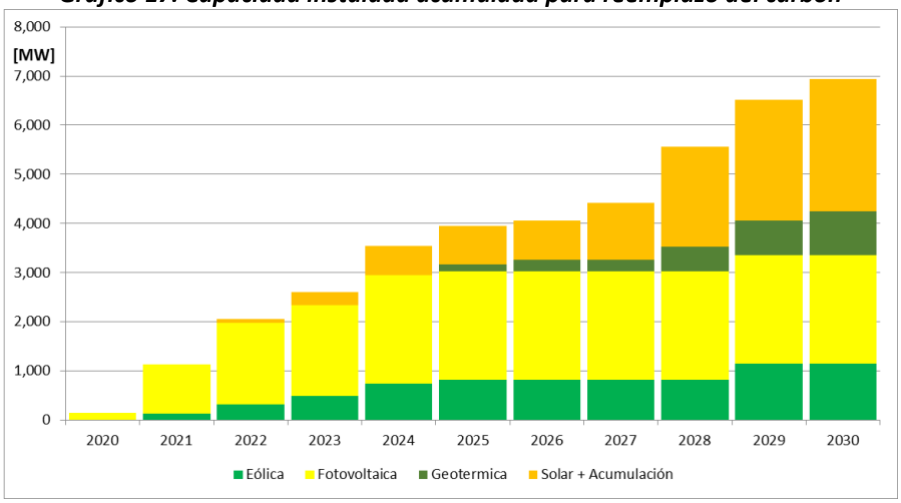
El reemplazo considera un diseño que se refleja en la instalación de cierta cantidad de plantas cada año, como se muestra a continuación en el gráfico 16.

Gráfico 16. Plan de obras de construcción de centrales renovables por reemplazo del carbón



Finalmente, la capacidad acumulada se muestra en el gráfico 17.

Gráfico 17. Capacidad instalada acumulada para reemplazo del carbón



Sobre la base del calendario de retiro de las unidades a carbón utilizado por el Coordinador en su Estudio, se ha tenido en cuenta los siguientes criterios:

(i) los parques eólicos y solares fotovoltaicos tienen una dinámica de ejecución muy rápida, por lo tanto una primera etapa se desarrolla en base a estas tecnologías, cuidando de no generar saturación en los sistemas de transmisión;

(ii) la instalación de generación basada en solar con acumulación requiere un poco más de tiempo en su desarrollo y, por otra parte, se espera todavía una reducción en los costos de inversión para hacer más atractivo su desarrollo e instalación (en este caso se propone

mezclas solar fotovoltaica con acumulación por baterías, solar de concentración, almacenamiento de energía térmica con electricidad como insumo primario, que eventualmente pueden servir como base para la reconversión de centrales a carbón, de esta manera sin emisiones);

(iii) finalmente el desarrollo de la geotermia es un proceso más lento, debido al proceso de exploración inicial para el dimensionamiento del potencial disponible.

El plan y los costos involucrados se muestran en las tablas siguientes.

Tabla 8. 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**
Eolica	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**

Tabla 9. 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**
Eolica	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**

En resumen, el plan propuesto significa instalar 2200 MW en plantas fotovoltaicas, 1152 MW de plantas eólicas, 2700 MW en centrales de concentración y 890 MW de geotermia con sus correspondientes factores de planta, con una inversión actualizada (al año 2022) de 15,407 MUSD (quince mil cuatrocientos siete millones de dólares).

Como referencia para los costos de inversión se ha utilizado los mismos valores señalados en la Tabla 5 y una tasa de descuento de 6% anual.

Para la ejecución de este ejercicio de simulación se ha hecho una revisión del plan de expansión de transmisión, modificándolo de manera de evitar cuellos de botella que generen desacoples económicos en el sistema eléctrico.

La siguiente tabla resume las principales obras modificadas tanto para el escenario base (BAU) como para el escenario con descarbonización.

Tabla 10. Principales cambios en el Plan de Expansión de la Transmisión

Obra de transmisión	BAU [MUSD]	Decarbonización [MUSD]	Capacidad BAU [MW]	Capacidad Desc. [MW]
Sistema HVDC Kimal - Lo Aguirre 600 kV	2,005	2,356	2000 - 5000	4000 - 6000
Sistema HVAC Kimal - Lagunas 550 kV		119	1,500	1,500
Sistema HVAC San Luis - Agua Santa 220 kV		22		2x390
Sistema HVAC Tap Alto Melipilla - Lo Aguirre 220 kV		34		1x290
Sistema HVAC Rio Aconcagua - La Posada 220 kV	66	66	2x580	2x580
Sistema HVAC Los Vilos - Huentaleuquén 220 kV		28		2x580
Sistema HVAC Centinela - Sierra Gorda 220 kV	13	23		2x280
Sistema HVAC Centinela - Spence 220 kV	13	23		2x280
Sistemas de control de flujos 220 kV	220	250	22x300	25x300
Transformación 500/220 kV Los Vilos		27		1x750
Seccionadora Huentaleuquén	38	38	4x	4x
Seccionadora Don Héctor	19	19	4x	4x
Seccionadora Don Goyo	14	14	4x	4x
Seccionadora Rio Aconcagua	18	18	4x	4x
Transformación 500/220 kV Punta Sierra	38	38	1x750	1x750
Total [MUSD]	**2,444**	**3,074**		

Fuente: Elaboración propia

Resultados simulación de la operación en Ose2000

Sobre la base del escenario de generación 3 de la Comisión Nacional de Energía, se realizó la simulación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional, modificando el plan de obras de generación y transmisión, reemplazando las centrales a carbón por un conjunto de centrales renovables, como el descrito en el Gráfico 16 y la Tabla 8, modificando el sistema de transmisión de manera de evitar la saturación o desacoplamiento económico, como se señaló en el punto anterior. El resto del plan de generación y transmisión se dejó tal cual la definición de la CNE con el fin de realizar un análisis sin modificación de muchas variables y homogenizar parámetros de comparación.

Los gráficos 18 y 19 muestran el resultado de la simulación en términos de energía generada anual por tecnología.

Gráfico 18. Generación anual por tecnología – escenario CNE (BAU) (simulación KAS)

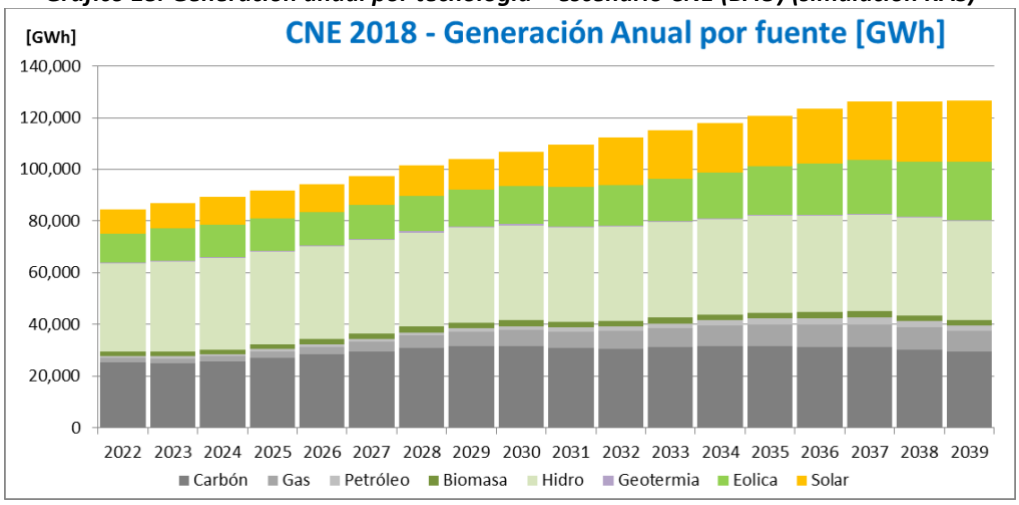
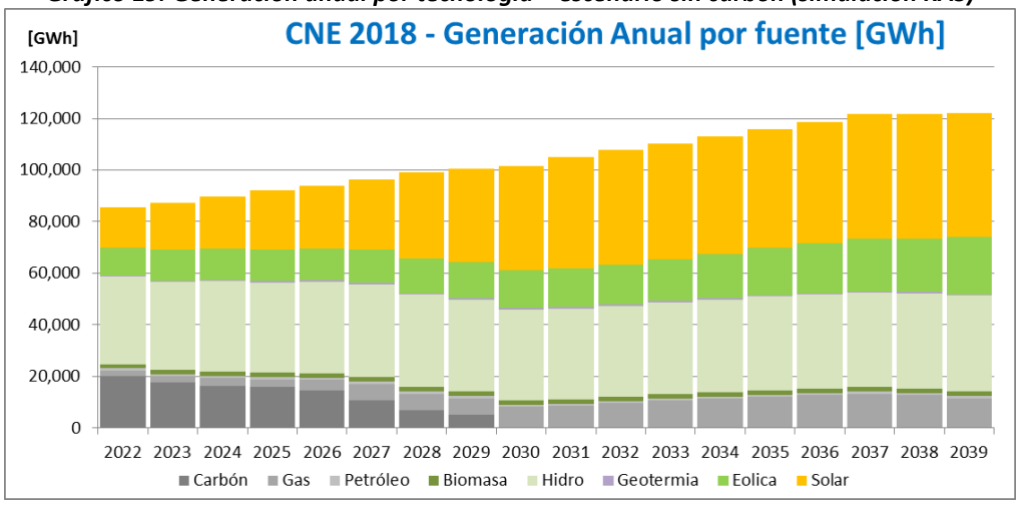


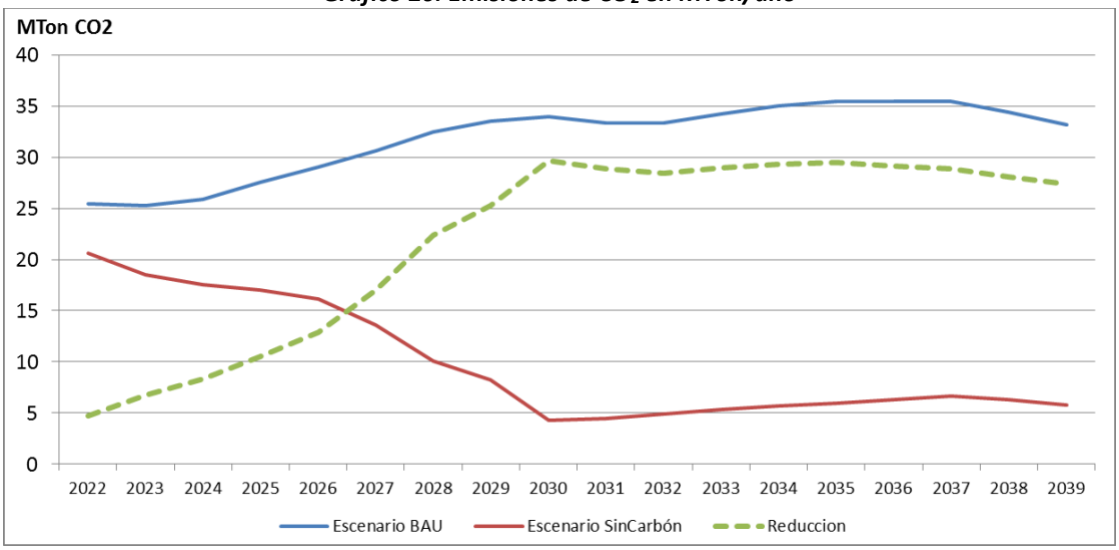
Gráfico 19. Generación anual por tecnología – escenario sin carbón (simulación KAS)



Del Gráfico 19 es posible apreciar el retiro de la generación en base a carbón, pero con un aumento de la generación en base a gas natural que, para el caso de esta simulación, se ha supuesto disponible para todas las empresas, sin restricciones.

Las emisiones de CO2 se determinan a partir de la generación por tecnología, reflejando una disminución hacia el final del periodo de estudio en torno a 30 millones de toneladas al año, tal como se preveía. Las emisiones remanentes se deben principalmente a la operación de centrales ciclo combinado con gas natural.

Gráfico 20. Emisiones de CO_2 en MTon/año



Finalmente, considerando los resultados de la operación en ambos casos, más las inversiones en generación asociadas, se tiene el siguiente cuadro resumen (todos los valores referidos al año 2022):

Tabla 11. Resumen 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**

Esto significa que el escenario de operación sin unidades a carbón resulta 2,414 MUSD (dos mil cuatrocientos catorce millones de dólares) más caro que el escenario sin descarbonizar (la inversión en el caso BAU supone el reemplazo de unidades a carbón que cumplen su vida útil).

Considerando que en el periodo 2022 – 2039 en el escenario sin carbón se reduce del orden de 396 MTon de CO_2, entonces el costo de reducción unitario es 6.1 USD/Ton.

4 CONCLUSIONES Y COMENTARIOS (en elaboración)

El mayor costo por descarbonizar para el periodo 2022 - 2039, referido al año 2022, alcanza a 2,414 MUSD de dólares. El 90% del total de inversiones adicionales por descarbonizar corresponden a centrales de energía renovable y el 10% a ampliaciones adicionales del sistema de transmisión nacional. Adicionalmente, para este periodo hay un ahorro por menores costos de operación de 70%., lo que implica que descarbonizar solamente cuesta un 30% de la mayor inversión requerida para el reemplazo de las centrales carboneras al año 2030.

Para este mismo periodo habría una disminución de 396 millones de toneladas de CO2, equivalentes a un promedio de 22 millones de toneladas anuales. Es decir, el costo promedio unitario de reducción alcanza a 6.1 USD/Ton.

ANEXOS

Anexo 1. Escenarios de precios de tecnología de generación – Informe Final PELP

Los siguientes gráficos muestran la evolución de los costos de diferentes tecnologías de generación, incluidas en el Informe Final PELP.

Gráfico A1. Proyecciones del costo de inversión USD/kW: ***solar PV***

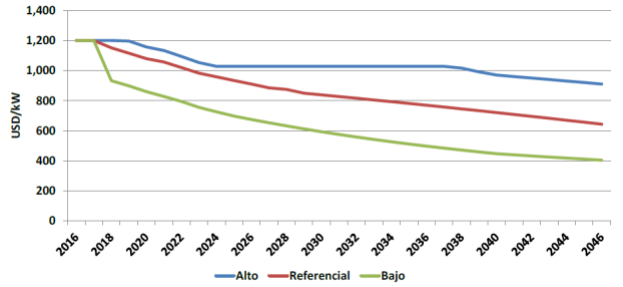


Gráfico A2. Proyecciones del costo de inversión, USD/kW: ***solar CSP***

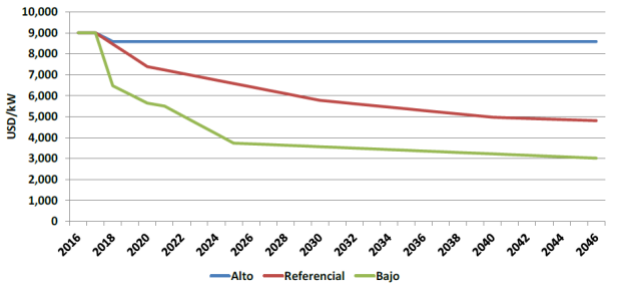


Gráfico A3. Proyecciones del costo de inversión, USD/kW ***eólica terrestre***

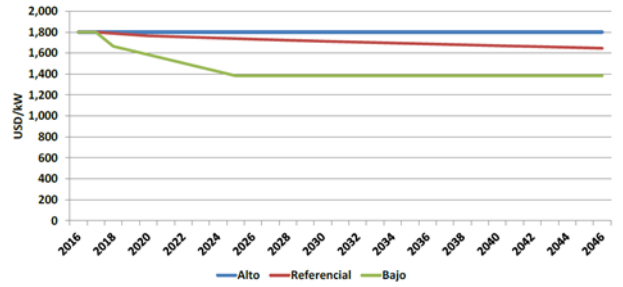


Gráfico A4. Proyecciones del costo de inversión, USD/kW: ***geotermia***

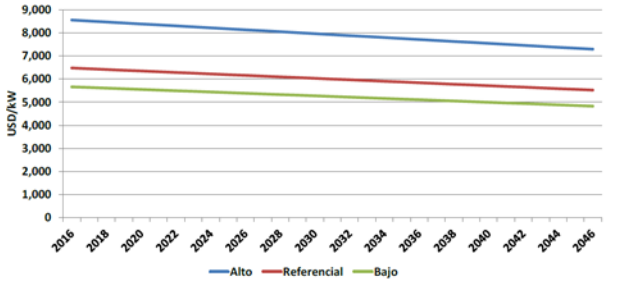
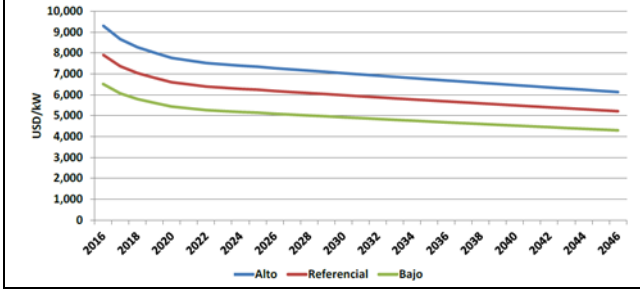


Gráfico A5. Proyecciones del costo de inversión, USD/kW: ***almacenamiento en baterías***



Otras tecnologías

Hidroelectricidad: 4.050 USD/kW; 3.250 USD/kW; 3.000 USD/kW para escenarios alto, medio y bajo.

Tecnologías térmicas, se considera sólo un valor referencial:

Centrales base carbón: 3.000 USD/kW

Ciclo combinado (gas): 1.150 USD/kW

Ciclo abierto (gas / diésel): 800 USD/kW