

SÍNTESIS DE COMPROMISOS GOBIERNO Y EMPRESAS PARA LA DESCARBONIZACIÓN DE LA MATRIZ ELÉCTRICA EN CHILE

Actualización a junio 2020

Chile es altamente dependiente del carbón, representando un 40% de la generación eléctrica nacional, en base a 28 termoeléctricas con capacidad instalada aproximada de 5.200 MW (al año 2018). Tres de ellas fueron cerradas en Junio (Tocopilla U12 y U13) y en Diciembre (Tarapacá).

Las carboneras en el país están localizadas en ciudades que sufren superación de las normas de emisión de contaminantes atmosféricos; están declaradas latentes o saturadas y están sujetas a planes de prevención o descontaminación. La propiedad de las carboneras en operación se concentra en 4 empresas: la norteamericana AES-Gener con 15 unidades; la francesa Engie con 7 unidades; la italiana Enel con 2 unidades y la chilena Colbún, con 1 unidad.

El 4 de Junio de 2019, el Presidente Piñera anunció un primer cronograma de descarbonización del sector eléctrico, que incluyó el cierre de 8 centrales termoeléctricas a carbón mas antiguas, al año 2025, cuya potencia total instalada es de 1.065 MW, entre los años 2019 y 2024. Ello representa el 19% del total de la capacidad instalada de centrales a carbón¹ actualmente en operación. El cierre de las 20 carboneras restantes se comprometió para el año 2040, sin cronograma específico de retiro para cada una de ellas, dejando la decisión a los futuros gobiernos.

El 9 de diciembre de 2019, en el contexto de la COP 25, en Madrid, el Ministro de Energía, Juan Carlos Jobet, anunció una anticipación y ampliación del cronograma de descarbonización anunciado en junio, **comprometiendo el retiro de 2 nuevas centrales**, incrementándose a 10 las unidades a carbón a ser cerradas el año 2024; manteniendo el cierre de las 18 restantes, a más tardar el año 2040. Se destaca en este compromiso:

- a) La anticipación en 2 años del cierre de la central de Aes Gener, Ventanas 1 (120 MW) para el año 2020, cuyo cierre estaba programado inicialmente para el año 2022.
- b) La anticipación en 2 años del cierre de la central de Aes Gener, Ventanas 2 (220 MW) para el año 2022, cuyo cierre estaba programado inicialmente para el año 2024.
- c) La anticipación en 3 años, para 2021, del cierre de las centrales de Engie, Tocopilla 14 (136MW) y Tocopilla 15 (132 MW), cuyo cierre estaba programado para el año 2024.
- d) La inclusión en el Cronograma de Descarbonización al año 2024 de dos centrales adicionales de Engie: Mejillones CTM 1 (165 MW) y CTM 2 (175 MW), cuyo cierre estaba programado para la segunda fase del cronograma con fecha tope al 2040.

¹ Las primeras centrales que cerraron el año 2019, fueron las unidades Tocopilla 12 y 13 de Engie, las que suman una capacidad de 172 Megawatts. No obstante días antes del anuncio la misma Engie, ingresó al Sistema Eléctrico Nacional, una nueva termoeléctrica a carbón "Infraestructura Energética Mejillones" con capacidad de 375 MW, por lo cual Chile hoy posee mayor capacidad de generación a carbón (200 MW aprox) respecto de 2018.

El 27 de mayo de 2020, la empresa Enel Generación Chile anunció su decisión de adelantar el cierre de la central Bocamina I, (128 MW), al 31 de diciembre de 2020, e incorporó fecha de cierre para Bocamina II, (350 MW), para el 31 de mayo de 2022. Ello significa un adelanto respecto del anuncio del Plan de Descarbonización Nacional de junio de 2019, que contemplaba el cierre de Bocamina 1 hacia fines de 2023 y Bocamina II para 2040. Con este anuncio, ENEL se constituye en la primera empresa en eliminar totalmente la generación a carbón en Chile.

Cuadro 1: Comparado Anuncios Descarbonización: junio de 2019; diciembre de 2019 y mayo de 2020.

EMPRESA	UNIDADES	POTENCIA	FECHA DE CIERRE Anunciada en junio 2019	FECHA DE CIERRE ACTUALIZADA AL 09 DE DICIEMBRE DE 2019	FECHA DE CIERRE ACTUALIZADA AL 27 DE MAYO DE 2020
ENGIE	Tocopilla 12	85 MW	2019	cerró en Junio 2019	
	Tocopilla 13	86 MW	2019	cerró en Junio 2019	
	Tocopilla 14 *	136 MW	2024	2021	2021
	Tocopilla 15 *	132 MW	2024	2021	2021
	CTMejillones 1 (CTM1)	165 MW	2040	2024	2024
	CTMejillones 2 (CTM2)	175 MW	2040	2024	2024
ENEL	Tarapacá	158 MW	2020	cerró en Diciembre 2019.	
	Bocamina 1	128 MW	2023	2023	2020
	Bocamina 2	350 MW	2040	2040	2023
AES GENER	Ventanas 1	120 MW	2022	2020	2020
	Ventanas 2	220 MW	2024	2022	2022

Fuente: Elaboración propia, 2020

En síntesis, a un año del anuncio del Plan de Descarbonización, que contemplaba solo el retiro de las 8 termoeléctricas a carbón más antiguas (1065 MW) al año 2024; las empresas comprometen retirar 3 centrales adicionales (690 MW) ; lo cual suma un retiro total de 1.755 MW de capacidad de generación a carbón (11 unidades) al año 2024. De estas, ya fueron cerradas 3 durante 2019.

Adicionalmente, durante el mismo periodo se anticipó en 2 años el cierre de 4 centrales (608 MW). En consecuencia solo quedaría por definir la fecha de cierre para 17 termoeléctricas a carbón (3.445 MW), las que de lo contrario podrían operar hasta 2040. De estas centrales sin cronograma de cierre, 13 son propiedad de la norteamericana AES-Gener, 3 de la francesa Engie y 1 de Colbún, perteneciente al grupo Matte.

Descarbonización del sector eléctrico pendiente al 2040.

Aunque los anuncios de retiro de centrales a carbón a la fecha constituyen un avance para la descarbonización del Sistema Eléctrico Nacional, aun no existe fecha de cierre para 17 termoeléctricas. El Acuerdo firmado por las 4 empresas dueñas de termoeléctricas y el Ministerio de Energía en junio de 2019, solo incluye el compromiso de las empresas de participar en mesas de trabajo cada 5 años, para evaluar la viabilidad de retiro progresivo de las carboneras, teniendo como fecha máxima para el retiro de la totalidad de ellas al año 2040.

El acuerdo de descarbonización de junio de 2019, incluye diversas condiciones para el cierre propuestas por las empresas: aprobación de los accionistas y directorios; cumplimiento de los contratos de suministro; la estabilidad del sistema eléctrico; el desarrollo de los sistemas de transmisión y el costo de la energía. Adicionalmente a la garantía de dichas condiciones, el gobierno ofreció a las empresas la posibilidad de acogerse al estatus de **Estado de Reserva Estratégica (ERE)**, luego del cierre de las centrales a carbón. Acogerse a ERE implicaría que dichas empresas podrían acogerse al pago del 60% del pago por potencia hasta por 5 años. Lo cual de concretarse, constituiría un subsidio inaceptable a la generación a carbón, y un desincentivo a las inversiones en energías limpias y renovables.

Cuadro 2: Termoeléctricas a carbón sin fecha específica de cierre.

EMPRESA	UNIDADES	POTENCIA	CONDICIONES DE CIERRE
ENGIE 3 centrales	Hornitos	170 MW	El Acuerdo firmado por Engie establece que puede acogerse a ERE, y que cualquier acuerdo relativo a las fechas de retiro y desconexión de centrales quedará sujeto a la aprobación del directorio y la junta de accionistas de ENGIE Chile, y a los intereses de todos sus accionistas, según lo dispone la ley chilena y las normas que regulan el gobierno corporativo y los mecanismos internos de toma de decisiones. Cualquier acuerdo relativo a las fechas de retiro se enmarcará en las obligaciones jurídicas de cumplimiento de sus contratos de suministro eléctrico; la estabilidad del sistema, el cumplimiento de las obligaciones y de las metas ambientales, el desarrollo del sistema de transmisión y el costo de la energía.
	Andina	169 MW	
	IEM (Infraestructura Energética Mejillones)	375 MW	
AES GENER 13 centrales	Norgener 1	147 MW	El acuerdo entre AES Gener y el Ministerio de Energía establece que AES puede acogerse a ERE, y que las fechas de retiro de las termoeléctricas a carbón, quedarán condicionadas a las obligaciones de estabilidad del sistema, el cumplimiento de metas ambientales y el costo de la energía.
	Norgener 2	147 MW	
	Angamos 1	280 MW	
	Angamos 2	280 MW	
	Cochrane 1	280 MW	
	Cochrane 2	280 MW	
	Guacolda 1	154 MW	
	Guacolda 2	154 MW	
	Guacolda 3	154 MW	
	Guacolda 4	154 MW	
	Guacolda 5	168 MW	
	Nva. Ventanas	250 MW	
	Campiche	270 MW	
COLBÚN (1 central)	Santa María	370 MW	El Acuerdo firmado por Colbún expresa que en el cronograma de descarbonización deben darse señales regulatorias y de mercado para seguir desarrollando una matriz diversificada. -Que el cronograma debe considerar la adecuación y la no afectación de los contratos que se suscribieron con clientes que tuvieron que ser respaldados con inversiones en centrales de carbón en respuesta a la crisis del gas argentino. -Que la central Santa María queda sujeta a la condición de no afectar el contrato entre Colbún S.A y Corporación Nacional del Cobre (Contrato 2- 2010).

Fuente: Elaboración propia, 2020

Para implementar dicho pago de Estado de Reserva Estratégica (ERE), el gobierno modificó el Reglamento de Transferencia de Potencia, (Artículos 13 (j), 26, 27, 28, 57, 63, 64, 67 entre otros), cuyo borrador fue sometido a consulta pública en enero de 2020, y recibió observaciones muy críticas.² Entre ellas cabe destacar :

1-Que la remuneración del 60% del pago por potencia, hasta por 5 años después de su retiro del SEN, se les entrega *“por el servicio de estar operativas al momento en que se les llama a despachar energía al sistema eléctrico” en un plazo de 60 días*; a pesar de estar retiradas de operación, en virtud del cronograma descarbonización, **no corresponde a un mecanismo de remuneración de respaldo del sistema eléctrico, sino una compensación para las unidades de generación a carbón que acuerdan voluntariamente retirarse del sistema.**

2- **Que el estado operativo descrito en la definición de ERE (Art 13 (j)), no constituye un aporte a la suficiencia del sistema eléctrico**, tal como se determina el cálculo en la legislación vigente sobre el mercado de potencia (Art 72-17 inc, final, Art 149 inc. cuarto, Art 162). Sería una distorsión de mercado remunerar un servicio de respaldo no disponible, y para viabilizar dicha remuneración se requeriría modificar la Ley General de Servicios Eléctricos.

3-**Que para solicitar el estatus de ERE, las generadoras a carbón, no requieren ningún informe de análisis técnico del Coordinador Eléctrico Nacional**, sobre los atributos de dichas centrales para el respaldo y seguridad del sistema eléctrico. Actualmente, debido al superávit de la capacidad instalada del sistema eléctrico (25.000 MW), con respecto a la demanda total (11.000 MW equivalentes) dichas centrales son completamente prescindibles como respaldo del sistema eléctrico.

4-**Que el pago por ERE implicaría remunerar centrales que superaron su vida económica y están en franca obsolescencia tecnológica**, en el contexto de un parque eléctrico excedentario. (Por ejemplo, las centrales Tocopilla 14 y 15, Ventanas 1, Ventanas 2 y Bocamina 1, tendrán 61, 56, 43 y 53 años respectivamente, cuando cumplan con el cronograma de retiro comprometido).

5-**Que la remuneración de potencia a centrales que se han postulado a ERE constituye un enriquecimiento de los generadores en base a carbón**, a costa de todas las centrales que si aportan suficiencia al sistema eléctrico, ya que se les rebaja el pago por potencia que estas debieran recibir.

6-**Que existe una clara contradicción entre las políticas para acelerar la descarbonización y el instrumento de ERE** que subsidia a las centrales generadoras en base a carbón, remunerando por 5 años un servicio de suficiencia que no se presta.

La urgencia de acelerar el Cierre de las Termoeléctricas a Carbón.

La inclusión de 3 nuevas centrales en el cronograma de descarbonización y el adelanto en la fecha de cierre de otras 5 a menos de un año respecto del anuncio oficial, revela una deficiente negociación del gobierno para el Plan de Descontaminación 2025 y la mezquindad de las empresas. Asimismo muestra una debilidad de la institucionalidad energética, al no regular el adecuado retiro de unidades obsoletas y permitir distorsiones en el mercado eléctrico que atentan contra un desarrollo energético basado en el interés público y los compromisos climáticos. Es tiempo que el Estado asuma un rol protagónico y orientador del desarrollo energético del país

² www.energia.gob.cl/consultas-publicas/reglamento-de-transferencias-de-potencia

estableciendo las condiciones que se requieren para una rápida des carbonización, la que además permitiría resolver la contaminación local en las comunas denominadas zonas de sacrificio, dónde las termoeléctricas a carbón han contribuido sustancialmente a la superación de las normas de emisión , y donde de facto el Estado esta permitiendo la vulneración del derecho a la vida, consagrado constitucionalmente.

En este contexto, existe información suficiente que permite asegurar que en Chile es posible cerrar todas las termoeléctricas a carbón en una década, es decir al año 2030, sin afectar la calidad, ni la seguridad de los servicios eléctricos; y adicionalmente permitiendo reducir los costos de la energía y los impactos en la salud de la población y en el medio ambiente. Una de las propuestas de descarbonización presentadas el año 2019, previo al anuncio del gobierno y las empresas, fue la desarrollada por KAS Ingeniería y Chile Sustentable,³ en base a los escenarios de la Comisión Nacional de Energía y los criterios del Coordinador Eléctrico Nacional , el cual evidencia que si es posible retirar las 28 unidades de generación a carbón al año 2030, en el marco de los criterios de calidad y seguridad del servicio (ver anexo 1).

En base a dicho estudio prospectivo y el cronograma de retiro de centrales a carbón propuesto, y excluyendo las 11 unidades que ya han anunciado su retiro del sistema eléctrico, es posible proponer el siguiente cronograma de descarbonización para las 17 termoeléctricas a carbón no incluidas en el Plan de Descarbonización del Gobierno y las Empresas; lo cual permite suponer que cerrarían en la fecha límite de 2040 anunciada por el gobierno.

Cuadro 3. Fecha de cierre para las 17 centrales no incluidas en el Cronograma de Descarbonización, en base a KAS Ingeniería y Chile Sustentable (2019).

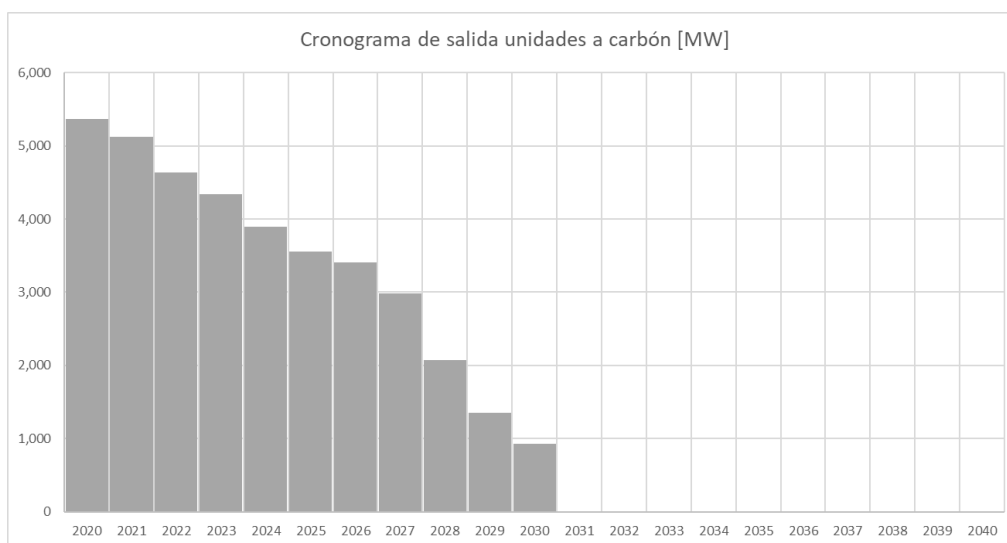
EMPRESA	UNIDADES	POTENCIA	FECHA DE CIERRE PROPUESTA POR KAS Ingeniería y Chile Sustentable
ENGIE (3 centrales)	Hornitos	170 MW	2027
	Andina	169 MW	2027
	IEM (Infraestructura Energética Mejillones)	375 MW	2030
AES GENER (13 centrales)	Norgener 1	147 MW	2022
	Norgener 2	147 MW	2023
	Angamos 1	280 MW	2027
	Angamos 2	280 MW	2027
	Cochrane 1	280 MW	2029
	Cochrane 2	280 MW	2030
	Guacolda 1	154 MW	2022
	Guacolda 2	154 MW	2023
	Guacolda 3	154 MW	2025
	Guacolda 4	154 MW	2026
	Guacolda 5	168 MW	2029
Nva. Ventanas	250 MW	2026	
Campiche	270 MW	2029	
COLBÚN (1 central)	Santa María	370 MW	2028

Fuente: Elaboración propia, 2020

³ Kas Ingeniería/Chile Sustentable, 2019” Estudio prospectivo Escenario de Descarbonización 2030

ANEXO 1: ESTUDIO PROSPECTIVO ESCENARIO DE DESCARBONIZACIÓN 2030,
KAS Ingeniería y Chile Sustentable, 23 de mayo 2019

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



Unidad	Capacidad [MW]	Año Salida
Ventanas 1	120	Abr-2020
Bocamina	130	Abr-2020
Ventanas 2	220	Abr-2021
Tocopilla U12	87	Abr-2019
Tocopilla U13	86	Abr-2019
Tocopilla U14	136	Abr-2021
Tocopilla U15	132	Abr-2021
Norgener NTO1	140	Abr-2022
Guacolda U1	152	Abr-2022
Mejillones CTM1	160	Abr-2023
Guacolda U2	152	Abr-2023
Norgener NTO2	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-2030
Cochrane CCH2	275	Abr-2030
IEM	375	Abr-2030

Fuente: KAS Ingeniería y Chile Sustentable, 2019.