



energy & sustainability

INFORME FINAL - LICITACIÓN ID: 584105-9-LE18

ESTUDIO DE VARIABLES AMBIENTALES Y SOCIALES QUE
DEBEN ABORDARSE PARA EL CIERRE O RECONVERSIÓN
PROGRAMADA Y GRADUAL DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A
CARBÓN

PREPARADO PARA:



7 de diciembre, 2018

[PAGINA EN BLANCO INTENCIONALMENTE]

SOBRE INODÚ

Inodú es una empresa de servicios de consultoría y desarrollo de soluciones orientadas a la cadena de valor del sector energético y de suministro de agua, incluyendo eficiencia en operaciones industriales.

La organización de inodú está enfocada en la creación de alianzas para desarrollar capacidades, soluciones y negocios orientados a resolver desafíos en materia energética y de sustentabilidad.

Articulamos equipos multidisciplinarios con experiencia probada en relacionar aspectos técnicos, operacionales, regulatorios, financieros y comerciales de proyectos.

Inodú utiliza sus capacidades para estructurar soluciones y ponerlas a prueba junto a sus clientes. Para ello se enfoca en la eficiencia y sustentabilidad de las operaciones de los clientes, apoyando los procesos de evaluación, desarrollo e implementación de proyectos.

Más información en nuestra página web: <https://www.inodu.com/>



ÍNDICE

1	RESUMEN EJECUTIVO	6
2	OBJETIVOS.....	18
3	INTRODUCCIÓN.....	19
4	COMPROMISOS DE CIERRE Y RECONVERSIÓN EN CHILE Y EL CONTEXTO INTERNACIONAL	20
4.1	Chile 20	
4.2	Contexto internacional	21
4.3	Contextualización de centrales de carbón y compromisos en Europa, Estados Unidos y Chile.	31
5	CENTRALES TERMOELÉCTRICAS A CARBÓN EN CHILE	35
5.1	Emplazamiento y configuración de los complejos de generación a carbón.....	35
5.2	Grupos de interés que influyen la operación de las centrales a carbón.....	41
5.3	Factores asociados al intercambio de valor entre los grupos de interés	44
5.4	Planes de cierre y/o reconversión de centrales existentes y sus vertederos de cenizas	62
6	REGULACIÓN Y RECOMENDACIONES INTERNACIONALES PARA EL PROCESO DE CIERRE Y/O RECONVERSIÓN DE CENTRALES A CARBÓN.....	64
6.1	Proceso de definición regulatoria para reducir emisiones de CO ₂ en el sector generación: El caso de Canadá	64
6.2	Prácticas para definir un nuevo propósito para un complejo de generación.....	67
6.3	Proceso de desmantelamiento total o parcial de una central.....	73
6.4	Regulación internacional respecto del cierre de un depósito de cenizas.....	76
7	CASOS DE EXPERIENCIAS INTERNACIONALES DE CIERRE O RECONVERSIÓN DE CENTRALES	80
7.1	Caso 1: Central de Salem Harbor, Estados Unidos.....	81
7.2	Caso 2: Central Pietro Vannucci (Central Bastardo), Italia.....	99
7.3	Caso 3: Central Hazelwood, Australia	108
8	DESAFÍOS Y RECOMENDACIONES	128
9	BIBLIOGRAFÍA.....	137
10	ANEXO I: CARACTERIZACIÓN DE LOS COMPLEJOS DE GENERACIÓN.....	139
10.1	Central Térmica Tarapacá	140
10.2	Central Térmica Tocopilla	143
10.3	Central Térmica Nueva Tocopilla	147
10.4	Central Térmica Cochrane.....	151
10.5	Central Térmica Angamos.....	155

10.6	Central Térmica Mejillones	159
10.7	Central Térmica Andina.....	163
10.8	Infraestructura Energética Mejillones (IEM).....	167
10.9	Central Térmica Guacolda.....	170
10.10	Central Ventanas.....	174
10.11	Central Bocamina	178
10.12	Central Santa María	182
11	ANEXO II – PLANES DE ABANDONO DE UNIDADES DE GENERACIÓN A CARBÓN EN CHILE	186

1 RESUMEN EJECUTIVO

En el marco del Acuerdo de París, Chile se comprometió a reducir sus emisiones de dióxido de carbono (CO₂) por unidad de Producto Interno Bruto en un 30% al 2030, con respecto al nivel alcanzado en 2007. Por el momento no se cuenta con objetivos intermedios de reducción que definan una transición, ya sea referencial o de cumplimiento obligatorio, hacia el objetivo propuesto.

Como parte de los esfuerzos de descarbonización del sector eléctrico, el 29 de enero de 2018 se suscribió un acuerdo entre el Gobierno de Chile y las empresas que poseen activos de generación de energía eléctrica en el país que utilizan carbón como combustible, AES Gener, Colbún, Enel y Engie, con el compromiso de estas empresas a “no iniciar nuevos desarrollos de proyectos a carbón que no cuenten con sistemas de captura y almacenamiento de carbono u otras tecnologías equivalentes”. Además, se creó un grupo multilateral de trabajo, conocido también como Mesa de Descarbonización, para analizar los elementos y condiciones que permitirían establecer un cronograma de cese programado y gradual de la operación de centrales a carbón que no cuenten con sistemas de captura y secuestro de carbono o tecnologías equivalentes.

Este estudio se ha formulado como un insumo técnico a las discusiones de la Mesa de Descarbonización. El objetivo del estudio es levantar información, analizar y entregar recomendaciones respecto a las variables ambientales y sociales que deben abordarse para un potencial cierre o reconversión programada y gradual de centrales de generación eléctrica a carbón. El levantamiento de insumos consideró la revisión de fuentes públicas de datos, encuestas realizadas a las empresas generadoras, entrevistas a profesionales de las Secretarías Regionales Ministeriales, revisión de regulación nacional e internacional, entrevistas a participantes de procesos de reconversión en el extranjero, entre otras metodologías.

Es crítico notar que en Chile existe un conjunto relevante de unidades a carbón construidas hace menos de 10 años que, en parte importante de los casos, están emplazadas junto a centrales más antiguas y comparten cierta infraestructura de soporte. Al año 2030, la mayor parte de la capacidad instalada a carbón en Chile tendrá menos de 20 años desde su fecha de puesta en servicio. Esto contrasta con el contexto de los países europeos que han comprometido el cese del uso de carbón en ciertos años, en cuya mayor parte se retirarán o reconvertirán centrales de más de 30 años al momento del cierre. De manera análoga, en Estados Unidos ha habido un significativo cierre de centrales a carbón en la última década, aunque casi en su totalidad se trata de centrales con más de 40 años de operación. Estos contextos se sintetizan en la Figura 1, Figura 2 y Figura 3.

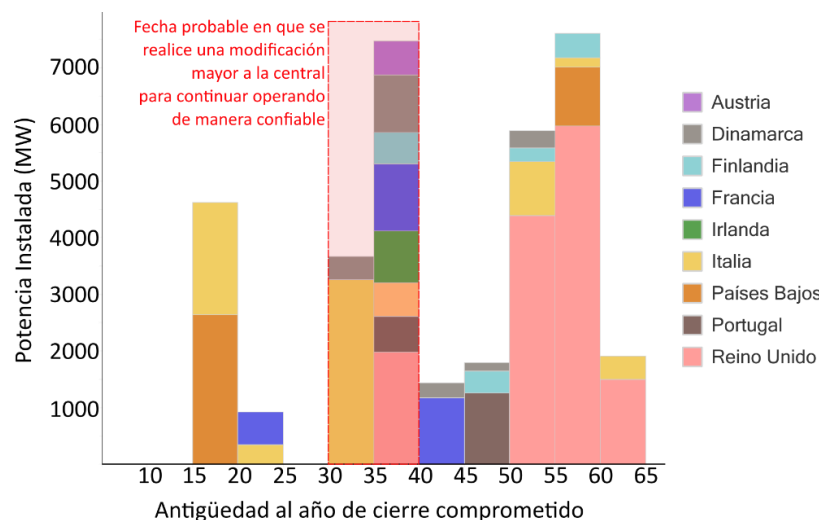


Figura 1: Edad de unidades a carbón en el año de cierre comprometido. Fuente: Elaboración propia¹.

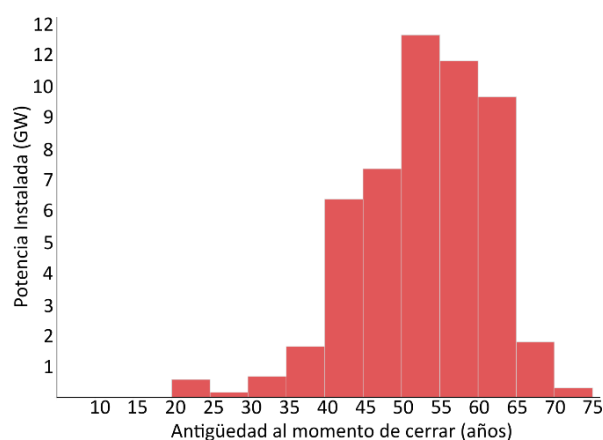


Figura 2: Edad de unidades a carbón en los EEUU cerradas entre 2007 y 2016. Fuente: Elaboración propia con datos de la EIA [1].

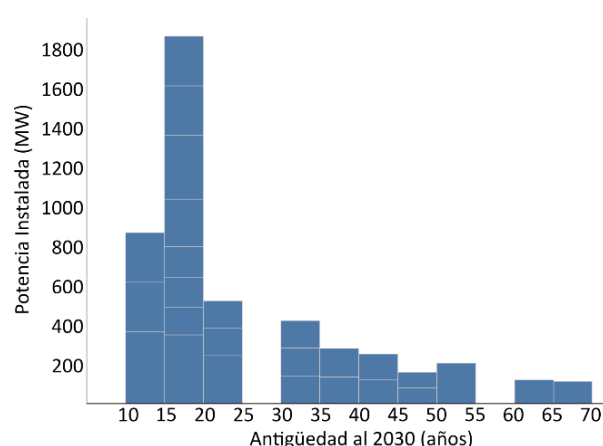
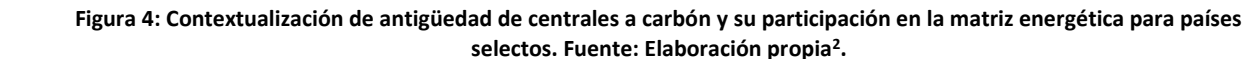


Figura 3: Edad de unidades a carbón en Chile al año 2030. Fuente: Elaboración propia.

De los países europeos mostrados en la Figura 1, se observa que Italia y Países Bajos estarían en contextos similares al chileno en cuanto a la antigüedad de una fracción de su capacidad de generación a carbón. Las centrales Maasvlakte 3 (unidades 1 y 2) y Eemshaven (unidades A y B) en los Países Bajos y las centrales Torrevaldaglia (unidades 2, 3 y 4) y Sulcis (unidad 2) en Italia enfrentan un contexto, en términos de años de operación esperados al 2030, similar al que enfrentará la mayoría de las unidades a carbón en Chile.

También es crítico contextualizar los esfuerzos de descarbonización del sector eléctrico según la participación del carbón como fuente de generación. Estos esfuerzos de retirar unidades a carbón se contextualizan en la Figura 4 a nivel internacional para algunos países con distinto nivel de participación del carbón en la matriz eléctrica, que han implementado o están evaluando implementar regulación o

¹ Se incluyen las unidades que estaban operacionales al momento en que el gobierno correspondiente anunció el compromiso. El año de cierre considerado para el caso de Italia es el 2025, aunque hasta ahora su estrategia energética solo decreta que habrá un “compromiso político para el cese de la generación térmica a carbón en 2025”.



Aporte de recursos técnicos al Sistema Eléctrico Nacional: El 2017, en Chile, el 40% de la generación eléctrica fue provista por centrales a carbón, siendo la principal fuente de generación del país. El 63% de la generación a carbón a nivel nacional se produjo en el SEN-Norte. Las 28 unidades de carbón en el país al 2018, descritas en la Figura 5, totalizan casi 5,6 GW de potencia bruta y proveen no solo energía al sistema de potencia, sino también servicios complementarios.

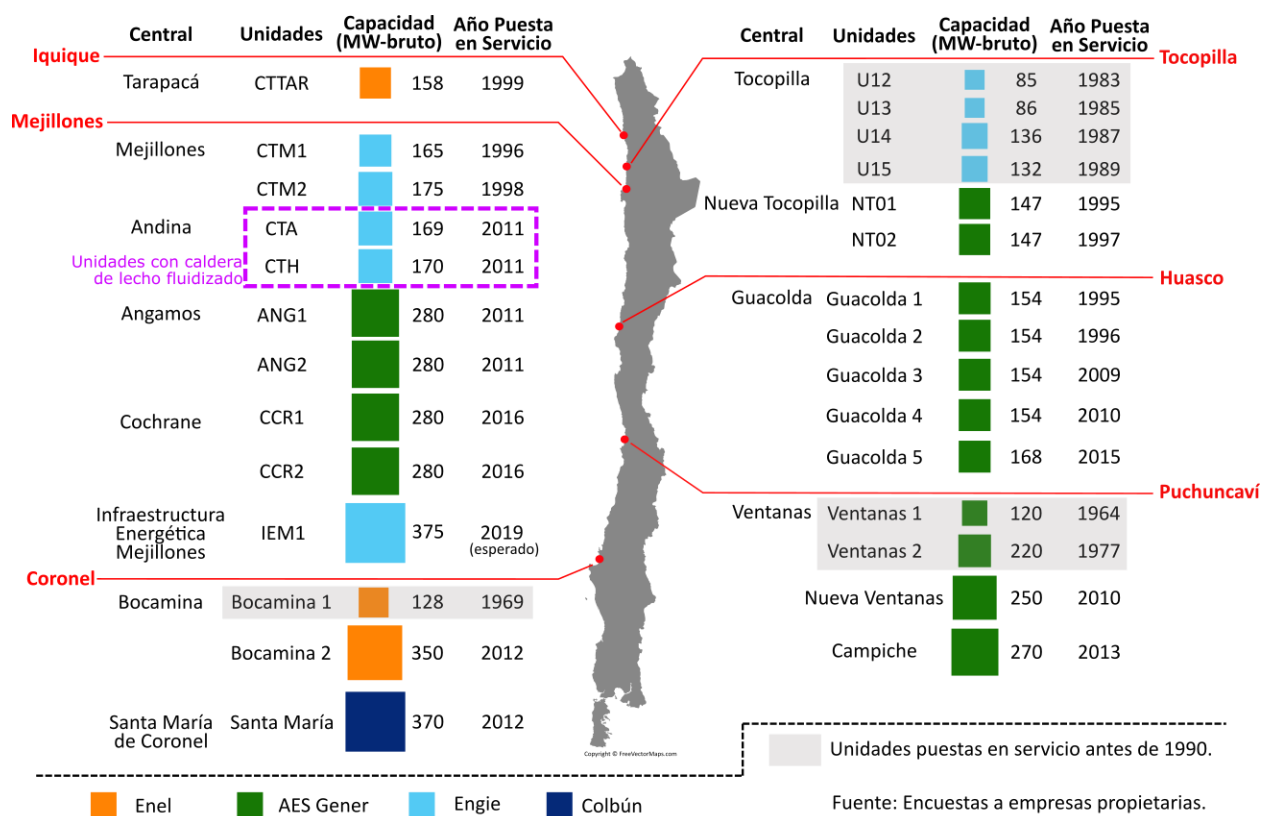


Figura 5: Mapa de unidades de generación a carbón en Chile al 2018. Fuente: Elaboración propia en base a encuestas.

Las cinco unidades con menor costo variable de producción a septiembre de 2018 se encuentran en el rango de 36,9 a 42,4 USD/MWh. En contraste, las cinco unidades de mayor costo variable se encuentran en el rango de 52,9 a 66,1 USD/MWh. Actualmente, incluso las unidades de carbón más competitivas tienen costos variables mayores a los costos de desarrollo de energía renovable variable que son posibles de obtener en algunas regiones del país.

Compromisos comerciales respaldados por centrales termoeléctricas a carbón: Desde el punto de vista comercial, las centrales a carbón se utilizan para respaldar el suministro eléctrico de clientes regulados y no regulados. La Figura 6 ilustra el volumen de energía comprometido y fecha de vencimiento de contratos con clientes libres que pueden ser asociados, directamente, a activos de generación a carbón.

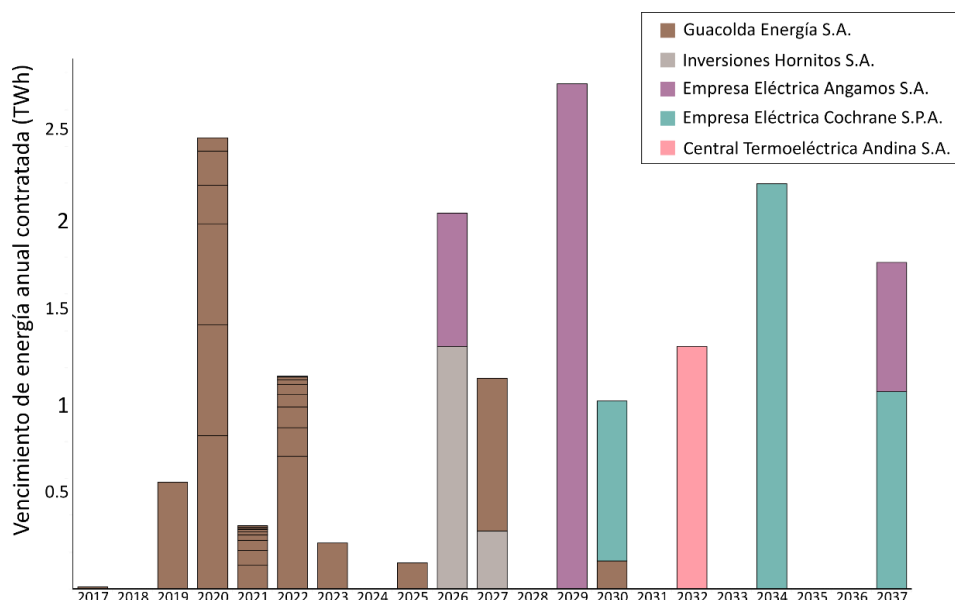


Figura 6: Vencimiento esperado de contratos entre empresas operadoras de centrales a carbón y clientes libres durante el periodo 2017-2037 (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional, junio 2018)

Adicionalmente, durante las últimas licitaciones reguladas de suministro que ha desarrollado la Comisión Nacional de Energía (CNE) se han adjudicado contratos a oferentes que han informado en sus documentos administrativos la intención de respaldar el contrato con activos de generación a carbón. Estos son:

- Engie: Licitación 2013/03 - Segundo Llamado. Bloque de suministro respaldado por central IEM, con vencimiento el año 2032.
- Enel: Bloque de suministro con vencimiento el año 2041 (Licitación 2015-01) y 2043 (Licitación 2017). En ambos casos se comprometió un portafolio de unidades, entre las cuales se encuentran Bocamina I y II.

Compromisos de financiamiento (deuda): La mayor parte de la deuda utilizada para financiar proyectos termoeléctricos tendría una duración inferior a 15 años, contabilizados desde el 2018. Sólo una empresa tendría compromisos de deuda en plazos superiores a 20 años.

Emisiones atmosféricas: La operación de las centrales se debe realizar de manera que permita cumplir los requerimientos definidos en los instrumentos de gestión ambiental vigentes, particularmente las Normas de Calidad Ambiental, Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas (DS N° 13/2011 del Ministerio de Medio Ambiente), Planes de Descontaminación Atmosféricos, y Resoluciones de Calificación Ambiental. Las emisiones reportadas a la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA) durante el 2017 como parte del cumplimiento del DS N°13/2011 se sintetizan en la Figura 7 para cada central a carbón en Chile.

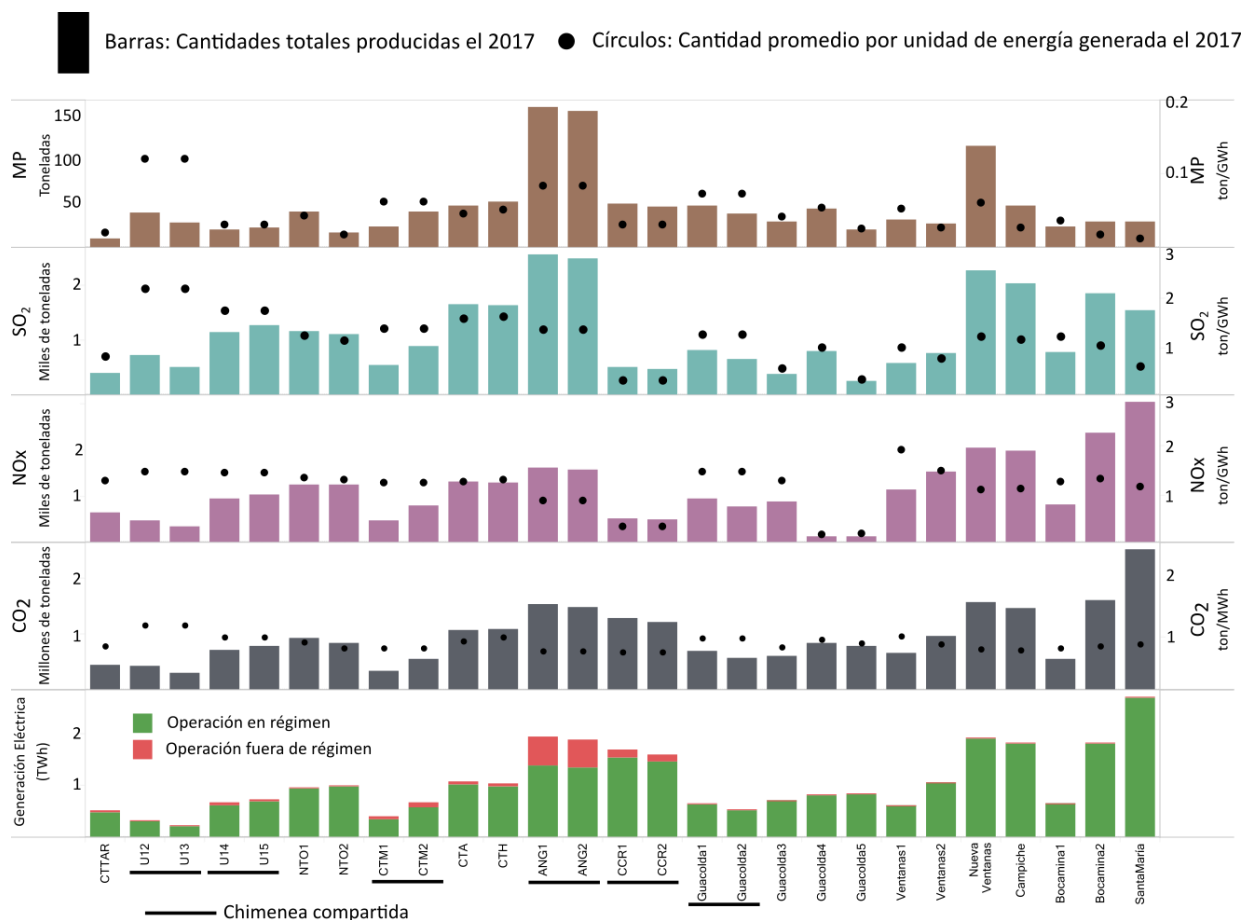


Figura 7: Emisiones de las unidades durante el año 2017 (Fuente: Elaboración propia con datos reportados a la SMA)

Uso de agua: Todas las centrales a carbón en Chile utilizan agua de mar para el proceso de enfriamiento. Las centrales a carbón en Chile retiran, en promedio, 131 m³/MWh de agua de mar si posee un sistema de enfriamiento abierto, y 5,7 m³/MWh si el sistema es cerrado. La cantidad de agua requerida para enfriamiento depende del tamaño de la central, su eficiencia, y el tipo de sistema de enfriamiento — independiente del tipo de combustible utilizado. Aproximadamente el 95% del agua retirada se utiliza para enfriamiento de la central. En su mayoría, el agua de mar se capta en las centrales a carbón mediante sifones invertidos.

Residuos sólidos de la combustión y del control de emisiones: Estos residuos se componen de cenizas volantes, cenizas de fondo y productos del sistema de desulfurización de gases de escape. Los residuos de la combustión del carbón son definidos en Estados Unidos y la mayor parte de Europa como residuos no peligrosos. En Chile, las pruebas realizadas a las cenizas de cada central como parte de su proceso de aprobación de RCA muestran que en ninguno de los casos se detectaron características de peligrosidad, según regula el DS N° 148/2003 del Ministerio de Salud. La mayor parte de estos residuos corresponde a sólidos livianos, los que en Chile son almacenados en depósitos de ceniza secos. El yeso producido en los desulfurizadores de algunas centrales es vendido a empresas cementeras como insumo.

Uso de infraestructura portuaria de terceros: Solo el complejo de generación de Engie en Mejillones opera un puerto de forma propietaria y exclusiva. En todos los otros casos, o se utilizan puertos de terceros para la descarga de insumos para la central, o se prestan servicios portuarios a terceros en caso de que la empresa generadora sea propietaria del puerto.

Empleo: Se estima que a nivel nacional existen aproximadamente 4100 empleos permanentes (directos e indirectos) en centrales termoeléctricas a carbón, además de al menos 1500 indirectos esporádicos. En términos generales, estos empleos entregan mejores sueldos y mayores oportunidades de desarrollo laboral que otros de la zona. Dependiendo de la central, entre un 3% y 67% de los trabajadores vive en la misma comuna.

Impuesto a las emisiones: El año 2017 comenzó a aplicarse el impuesto a emisiones al aire establecido en la Ley 20.780, mediante el cual no sólo se gravan las emisiones de dióxido de carbono (CO₂), sino también las emisiones de material particulado (MP), óxidos de nitrógeno (NO_x) y dióxido de azufre (SO₂). Aproximadamente 135 millones de dólares (~70%) del primer pago de los impuestos asociado a emisiones de termoeléctricas se explican por la operación de centrales termoeléctricas a carbón y petcoke.

Impuestos locales: Durante el año 2017, considerando el pago de patentes comerciales, contribuciones, concesión marítima y patentes de camionetas, los complejos de generación termoeléctrica de cada empresa contribuyeron en un máximo de 600 millones de pesos a las Municipalidades de las comunas donde se emplazan. Los impuestos locales que las empresas generadoras declararon pagar por cada uno de sus complejos de generación el año 2017 equivalieron entre el 0,8% y el 17,5% de los presupuestos anuales iniciales de cada Municipalidad, con un promedio de 6%.

Contribución a Equidad Tarifaria: Desde la promulgación de la Ley 20.928 que establece mecanismos de equidad tarifaria de servicios eléctricos, la presencia y producción de centrales de generación en una comuna “intensiva en generación eléctrica” reduce los precios de energía a pagar por los clientes sometidos a regulación de precios que residen allí. Las unidades individuales de carbón contribuyeron el 2018 con descuentos de entre un 2% y 11% por Reconocimiento a la Generación Local en cada comuna.

Fuentes, metodologías de estimación y mayor detalle de los impactos mencionados y de otros impactos se encuentran en el cuerpo del informe.

Parte de estos impactos podrían ser abordados en eventuales planes de cierre de centrales a carbón, al respecto se puede indicar lo siguiente:

- Siete unidades no tienen RCA asociada al proyecto original.
- A seis de las unidades se les exige en su RCA original presentar un plan de cierre a la COREMA cierto tiempo antes de iniciar el abandono (6 meses o 1 año antes).
- Las RCA relativas a las quince unidades restantes indican que lo más probable es que las unidades se reacondicionen o que se reconvirtan a otra tecnología de generación. En caso de que se

requiera abandonar el sitio, se indica que se dismantelarán y retirarán las estructuras, equipos superficiales y marinos. El detalle de los planes presentados es variado.

La definición de una política pública, un acuerdo público-privado o una decisión privada sobre el cierre y/o reconversión de centrales a carbón en los casos internacionales estudiados y descritos en este informe exhiben todos algún tipo de proceso de evaluación costo-beneficio. En cada caso, la metodología de la evaluación, las variables sociales y ambientales consideradas, y la importancia asignada a cada variable son distintas. Evaluaciones costo-beneficio realizadas por incumbentes, reguladores y sociedad civil son complementarias. Los casos internacionales pueden servir como experiencias útiles.

En el caso de Canadá, se definió el año 2012 un límite a las emisiones de CO₂ de 420 ton CO₂/GWh a unidades termoeléctricas y se definió el concepto de vida útil, equivalente a 50 años, a partir del cual regiría el límite de emisiones en la mayoría de los casos. El año 2018 se revisó la regulación y se estableció que los límites de emisión se deberán cumplir para todas las unidades, sin importar su antigüedad, desde el año 2030. Tanto la definición del valor del límite a las emisiones de CO₂ como el concepto de vida útil fueron objeto de tensión entre distintos grupos de interés.

Durante el proceso de definición de esta regulación, se indicó que las estrategias de compromiso voluntario no serían capaces de asegurar una reducción significativa de emisiones y proveer la certidumbre necesaria para incentivar el desarrollo de inversiones. Se optó por definir estándares de emisión de CO₂ con la intención de crear la certidumbre requerida para inversiones en el sector eléctrico, pero al mismo tiempo facilitar reducciones significativas en emisión de gases de efecto invernadero. El límite fue definido según un nivel que pudiesen alcanzar los ciclos combinados a gas natural instalados en Canadá, la que sería la tecnología inmediata de reemplazo al carbón en ese contexto.

La siguiente Tabla sintetiza los aspectos que fueron considerados en la evaluación costo-beneficio de implementar dicha regulación. Se puede apreciar que algunas de las variables socioambientales identificadas en este informe no fueron consideradas como, por ejemplo, el impacto en el empleo.

Tabla 1: Costos y beneficios utilizados para evaluar la política de límite a emisiones de CO₂ de centrales a carbón en Canadá.

Beneficios	Costos
Valor residual de inversiones	Nuevas Inversiones en Generación
Ahorro inversión de mejoras de centrales a carbón	Mejora de Instalaciones mediante Inversiones
Ahorro en costos de generación	Combustible (aumento de uso de gas)
Fortalecimiento de recuperación de petróleo	Costo variable de operación y mantenimiento
Beneficios medioambientales	Costo fijo de operación y mantenimiento
Reducción de GEI	Disminución de exportación de energía
Reducción de emisiones locales	Aumento de importación de energía
Reducción de emisiones de mercurio	Aumento en costos de extracción de petróleo
Menores hospitalizaciones	Aumento de emisiones por extracción de petróleo
Menor mortalidad	Decomisionamiento de centrales a carbón
Reducción de polvo en casas	Costos de regulación (administración del Estado)
Beneficios en la agricultura	
Aumento de visibilidad	
Menor contaminación por plomo	

Casos de reconversión o desmantelamiento de centrales específicas en el extranjero pueden servir como experiencias útiles para formular planes y procesos de cierre de centrales a carbón. En la siguiente tabla se sintetizan los impactos sociales y ambientales percibidos durante el desarrollo del estudio. En todos los casos revisados se puede concluir que es crítico comunicar con suficiente anticipación a la comunidad sobre la intención de cierre de la central y definir tempranamente metas y propósitos para el sitio.

Tabla 2: Resumen de impactos percibidos por retiro de central a carbón

Impacto percibido	Tipo de impacto	Afectado	Comentario
1. Se afecta la opción de inyectar energía al sistema eléctrico.	Económico	Empresa generadora	Corresponde a un riesgo de regulatorio del mercado. Evaluar conveniencia de realizar pagos por reserva estratégica, particularmente a unidades que han sido construidas post 1990. Se debe definir necesidades de reserva estratégica en el país, monto por MW de reserva estratégica, periodo máximo de pago, entre otros requerimientos. Nivel de afectación de las unidades estará influenciado por definiciones de Ley de Cambio Climático y modificación a DS 13.
2. Riesgo de pago de deuda	Económico	Proveedor de deuda	Corresponde a un riesgo de regulatorio del mercado. Una opción para mitigarlo puede ser establecer pago por reserva estratégica. Nivel de afectación estará influenciado por definiciones de Ley de Cambio Climático y modificación a DS 13.
3. Riesgo de renegociación de contratos entre algunos suministradores y empresas distribuidoras para suministro de clientes regulados	Económico	Generadoras con contratos (licitación 2015/01, 2015/02 y 2017)	Dar una mayor precisión al concepto “costos de operación para la ejecución del contrato”. Definir un proceso para renegociación de contrato en los casos que corresponda. Nivel de afectación estará influenciado por definiciones de Ley de Cambio Climático y modificación a DS 13.
4. Riesgo de renegociación de contratos con clientes libres	Económico	Cliente libre con contrato con empresa generadora con central a carbón	Corresponde a un riesgo de mercado / regulatorio. Las condiciones de renegociación estarán definidas, en parte, por competitividad de otras opciones de suministro y definición de pago por reserva estratégica. Nivel de afectación estará influenciado por definiciones de Ley de Cambio Climático y modificación a DS 13.
5. Afectación de empleo directo	Social / Económico	Comunidad (trabajadores contratados)	Crear planes de estímulo económico para la transformación de capacidades. Desafío de adaptación de capacidades es distinto según formación profesional, número de años que

Impacto percibido	Tipo de impacto	Afectado	Comentario
		por la empresa)	las personas llevan trabajando en la empresa / industria, y actividad económica local. Necesidad de manejo realista de expectativas sobre creación de empleos, o llegada de nuevas industrias, que cubran tanto en cantidad como calidad los empleos perdidos.
6. Afectación de empleos indirecto permanente	Social / Económico	Comunidad (trabajadores contratados por empresas contratistas)	Crear planes de estímulo económico para la transformación de capacidades. Desafío de adaptación de capacidades es distinto según formación profesional, número de años que las personas llevan trabajando en la empresa / industria, y actividad económica local. Es importante respetar límites de responsabilidad de la empresa que realiza el cierre. Necesidad de manejo realista de expectativas sobre creación de empleos, o llegada de nuevas industrias, que cubran tanto en cantidad como calidad los empleos perdidos.
7. Afectación de empleos indirectos esporádicos	Social / Económico	Comunidad (trabajadores contratados por empresas contratistas)	Crear planes de estímulo económico para la transformación de capacidades. No obstante, no es algo tan relevante como para el caso de empleo directo y empleo indirecto permanente. Es importante respetar límites de responsabilidad de la empresa que realiza el cierre. Necesidad de manejo realista de expectativas sobre creación de empleos, o llegada de nuevas industrias, que cubran tanto en cantidad como calidad los empleos perdidos.
8. Afectación a acceso a equidad tarifaria	Social / Económico	Clientes regulados de la comuna donde está emplazada la central	El descuento en el precio de energía está asociado a dos componentes: Reconocimiento de generación local (asociado a la capacidad) y Reconocimiento adicional a la generación local (asociado a las inyecciones). La componente asociada a las inyecciones de energía corresponde a un riesgo natural de la operación de la central que no debiera ser mitigado. La componente asociada a la capacidad instalada se considera un aspecto menor que no debiera ser relevante dado que está asociado a una compensación del impacto que la central produce por estar instalada en el lugar. Si la central se retira, el impacto estará mitigado. Si la central se reconvierte, el beneficio permanece (probablemente en otra escala)
9. Disminución / Pérdida de programas o desarrollo de	Social / Económico	Beneficiarios a los que está dirigido el	Es importante definir límites de responsabilidad de la empresa que realiza el cierre – restauración del sitio respecto del desarrollo futuro del emplazamiento y la comunidad.

Impacto percibido	Tipo de impacto	Afectado	Comentario
acciones de RSE desarrollados por las empresas		programa / beneficio	Crear planes de estímulo económico para la transformación de capacidades. Necesidad de manejo realista de expectativas.
10. Pérdida de impuestos locales y pago de patentes (u otros aspectos) a municipalidad local	Social / Económico	Municipalidad / Comunidad	Es importante definir límites de responsabilidad de la empresa que realiza el cierre – restauración del sitio respecto del desarrollo futuro del emplazamiento y la comunidad. Crear planes de estímulo económico para la transformación de capacidades y apoyo a la municipalidad. Necesidad de manejo realista de expectativas.
11. Pérdida de pago de impuesto a CO ₂ a gobierno central	Social / Económico	Gobierno central	Debiera ser un aspecto definido por diseño al momento de establecer el impuesto a emisiones.
12. Disminución de carga transitada en puerto	Social / Económico	Empresa propietaria del puerto & eventualmente trabajadores	Corresponde a un riesgo de mercado, fomentar búsqueda de otros usos y establecimiento de otras industrias.
13. Pérdida de servicios a proveedores de insumos	Social / Económico	Empresa proveedora de insumos y servicios (por ejemplo: cal para abatimiento de emisiones)	Corresponde a un riesgo de mercado. Crear planes de estímulo económico para la transformación de capacidades. Necesidad de manejo realista de expectativas.
14. Uso alternativo de territorio	Social / ambiental	Comunidad	Chile existe un conjunto relevante de unidades a carbón construidas hace menos de 10 años que, en parte importante de los casos, están emplazadas junto a centrales más antiguas y comparten cierta infraestructura de soporte. Centrales con infraestructura compartida no necesariamente definirán un uso alternativo de territorio. Se debe realizar una investigación ambiental temprana en el sitio para determinar si es que existe contaminación que deba ser remediada, en especial, en suelos. A modo de referencia, se sugiere tener en consideración estándar ASTM E1527-13 y ASTM E1903-11. Los resultados de la investigación influyen la definición de un nuevo propósito para el sitio. Es deseable contar con un rol activo del municipio en desarrollar una visión para la zona y abogar por un proyecto

Impacto percibido	Tipo de impacto	Afectado	Comentario
			que sea coherente con una visión integral de desarrollo del territorio.
			Involucrar a grupos de interés para identificar posibles usos del sitio, levantar insumos para estudios y/o evaluar propuestas.
15. Cierre de vertedero	Social / ambiental	Comunidad local (en caso que el vertedero esté emplazado cerca de una)	Vertederos son compartidos con centrales de un mismo complejo. El cierre de una unidad no afectará uso del vertedero. En caso que se cierre por completo un complejo, o se defina una transformación de la central que no requiera uso de vertedero, se debe definir un uso alternativo (revisando requerimientos ambientales) o cerrar el vertedero. Para el cierre se sugiere revisar requerimientos asociados a regulación 40 CFR 257.102 en Estados Unidos.

2 OBJETIVOS

La asesoría tiene la intención de levantar información, analizar y entregar recomendaciones respecto a las variables ambientales y sociales que deben abordarse para un potencial cierre o reconversión programada y gradual de centrales de generación eléctrica a carbón.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Identificar y describir experiencias similares a nivel internacional de cierre programado, desmantelamiento o reconversión de centrales a carbón u otras similares del sector de generación de energía eléctrica.
2. Entregar antecedentes sobre cómo se han abordado los impactos ambientales (positivos y negativos) y sociales (por ejemplo, impactos en el empleo, capacitación ante una reconversión energética, etc.) identificados.
3. Entregar antecedentes respecto a los instrumentos que se han utilizado para implementar el cierre de centrales (leyes, políticas, estrategias, programas, etc.), en qué plazos se ha llevado a cabo, los responsables, entre otros.
4. Realizar entrevistas a las empresas generadoras de energía a carbón, directamente o a través de la Asociación Gremial de Generadoras para identificar iniciativas que están formulando en el contexto de cierre o reconversión programada y gradual de generación eléctrica a carbón.
5. Identificar a nivel de región y localidades, oportunidades y/u opciones tecnológicas, productivas o de desarrollo en reemplazo de las termoeléctricas a carbón.
6. Entregar recomendaciones respecto a los impactos ambientales y sociales que se puedan provocar en un escenario al 2050 de 70% de generación con energías renovables y con un cierre o reconversión programada y gradual de generación eléctrica a carbón.
7. Presentar resultados parciales y/o finales en actividades de difusión y/o retroalimentación desarrolladas por la contraparte técnica, destinadas a empresas de generación de energía, servicios públicos y/u organizaciones ciudadanas, entre otras.

3 INTRODUCCIÓN

En este informe se levanta información, se analiza y se entregan recomendaciones respecto a las variables ambientales y sociales que deben abordarse para un potencial cierre o reconversión programada y gradual de centrales de generación eléctrica a carbón.

El documento está estructurado de la siguiente forma:

En la Sección 4 se presentan los compromisos de cierre y reconversión de unidades a carbón, además de los compromisos de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero, en Chile y el extranjero. Se presentan antecedentes de Canadá, Alemania, los Países Bajos, Italia, Sudáfrica, Australia, Reino Unido y Estados Unidos.

En la Sección 5 se presenta el contexto de las centrales a carbón desarrolladas en Chile. Particularmente, se describen los distintos complejos, se presentan desafíos asociados a los grupos de interés, impactos sociales y ambientales de la operación de las centrales a carbón, intercambio de valor entre distintos actores y se resumen los planes de cierre declarados para cada central en sus Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA).

En la Sección 6 se sintetizan regulaciones y recomendaciones internacionales utilizadas en el proceso de cierre y/o reconversión de centrales a carbón. Se describe el caso de Canadá y su estudio de variables sociales y ambientales considerado al momento de formular una regulación para forzar el retiro de centrales a carbón mediante estándares de emisiones. En relación a los desafíos asociados al cierre de centrales específicas, se presentan recomendaciones para definir el nuevo propósito para una instalación y estrategias para llevar a cabo el proceso de desmantelamiento parcial o total de una central. Adicionalmente, se describe la regulación de Estados Unidos asociada al cierre de vertederos de cenizas.

En la Sección 7 se sintetizan tres casos específicos de reconversión o desmantelamiento de centrales a carbón. En cada caso se presentan los antecedentes generales de la planta y su contexto, los procesos implementados antes y durante la reconversión o cierre de la planta, y la principales temáticas y preocupaciones que surgieron, con especial énfasis en las tensiones sobre variables ambientales y sociales.

En la Sección 8 se sintetizan los desafíos identificados y recomendaciones del estudio.

De manera complementaria, en el Anexo I se entregan antecedentes que caracterizan cada uno de los complejos de generación y en el Anexo II se presentan los planes de cierre o reconversión informados en las RCA de aprobación inicial de cada central.

4 COMPROMISOS DE CIERRE Y RECONVERSIÓN EN CHILE Y EL CONTEXTO INTERNACIONAL

El 2016 se firmó el Acuerdo de París para implementar medidas que combatan el cambio climático causado por la emisión antropogénica de Gases de Efecto Invernadero (GEI). El Acuerdo establece que todas las Partes deben realizar y comunicar sus esfuerzos con miras a lograr el objetivo que las emisiones mundiales de GEI alcancen su punto máximo lo antes posible, y a partir de ese momento se reduzcan rápidamente hasta alcanzar un equilibrio entre las emisiones antropogénicas de las fuentes y las absorciones antropogénicas de los sumideros. Lo anterior, teniendo en cuenta que se tiene la intención de mantener el aumento de la temperatura media mundial por debajo de los 2 °C con respecto a los niveles preindustriales.

Cada Parte debe preparar, comunicar y mantener las sucesivas Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (CDN, o NDC en inglés) que tenga previsto efectuar. De acuerdo con lo dispuesto en la Decisión 1/CP.21, cada Parte debe comunicar una CDN cada 5 años y podrá ajustar la CDN en la medida que refleje la mayor ambición posible para esa Parte.

En el contexto de este estudio, se realizó una revisión de compromisos que diversos países han presentado a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, focalizándose en aquellos aspectos relacionados al retiro o reconversión de centrales a carbón.

4.1 Chile

Chile se comprometió a reducir, al año 2030, las emisiones de CO₂ por unidad de PIB en un 30% con respecto al nivel alcanzado en 2007.³ Chile, al igual que otros países que forman parte del Acuerdo de París, está desarrollando un rango diverso de Acciones que contribuyen a la mitigación de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI)⁴.

La Ley 20.780 significó un primer paso en la definición de un impuesto a emisiones de CO₂ equivalente a US\$ 5 por cada tonelada emitida. No obstante, la valorización de las emisiones de CO₂ está

³ CHILE'S INDC SUBMISSION TO THE UNFCCC (2015)

<http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/Chile/1/Chile%20INDC%20FINAL.pdf>

⁴ Segundo Informe Bienal de Actualización sobre cambio climático.

http://portal.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2016/11/2016_2IBA_CL.pdf

En el reporte “Determinación de requisitos generales de un sistema de medición, reporte y verificación para el monitoreo y seguimiento de acciones de mitigación y proyectos de reducción de emisiones; y propuesta de un programa de reconocimiento de reducción de emisiones en el sector energía”, elaborado por Carbon Trust e inodú para el Ministerio de Energía el 2017, particularmente en la Sección 5.2.4.1 se presenta una síntesis de acciones y políticas de mitigación incluidas en el Segundo Informe Bienal de Actualización

evolucionando rápidamente en el contexto internacional y se espera que el precio/costo asignado a estas emisiones aumente gradual, pero firmemente, durante los próximos años⁵.

Por otra parte, el 29 de enero de 2018 se suscribió un acuerdo entre el Gobierno de Chile y las empresas que poseen activos de generación de energía eléctrica que utilizan carbón como combustible, con el compromiso de estas empresas a “no iniciar nuevos desarrollos de proyectos a carbón que no cuenten con sistemas de captura y almacenamiento de carbono u otras tecnologías equivalentes”. Además, se creó un Grupo de Trabajo, conocido también como Mesa de Descarbonización, para analizar los elementos y condiciones que permitirían establecer un cronograma de cese programado y gradual de la operación de centrales a carbón que no contaren con sistemas de captura y secuestro de carbono o tecnologías equivalentes.

Este año, también se anunció el proceso de elaboración de la Ley marco de Cambio Climático⁶.

Como parte de la elaboración de este informe, se entrevistaron a las 4 empresas que poseen activos de generación eléctrica en base a carbón operando actualmente en Chile: AES Gener, Colbún, Enel Generación y Engie. No declararon tener iniciativas definidas de retiro o reconversión de centrales a carbón fuera de la única que es conocida públicamente; el retiro anunciado por Engie de las unidades U12 y U13, de la Central Termoeléctrica Tocopilla, el 2019.

4.2 Contexto internacional

Canadá

Canadá tiene la intención de reducir, a nivel transversal en su economía, al año 2030 las emisiones de gases de efecto invernadero en 30% respecto de los niveles observados en el año 2005⁷.

Particularmente en el sector eléctrico, las emisiones han disminuido debido al retiro de la generación a carbón, cambio a uso de gas natural y crecimiento de fuentes de generación renovables. En el año 2015, la generación de electricidad en base a centrales termoeléctricas a carbón representaba el 11% de la producción total de electricidad en Canadá, y era responsable del 75% de las emisiones de gases de efecto invernadero en el sector eléctrico. Se espera que al año 2030 la generación de electricidad en base a

⁵ World Bank Group, “State and Trends of Carbon Pricing the Ecofys team included,” Washington DC, 2016.

⁶ Gobierno anuncia inicio de elaboración de Ley de Cambio Climático para Chile
<http://portal.mma.gob.cl/gobierno-anuncia-inicio-de-elaboracion-de-ley-de-cambio-climatico-para-chile/>

⁷ Canada 7th's National Communication under the United Nations Framework Convention on Climate Change
http://unfccc.int/files/national_reports/national_communications_and_biennial_reports/application/pdf/82051493_canada-nc7-br3-1-5108_eccc_can7thncomm3rdbi-report_en_04_web.pdf

carbón represente el 5% del total de la electricidad generada en el país y sea responsable del 55% de las emisiones de gases de efecto invernadero de dicho sector⁸.

Apoyado de una base robusta de alternativas de generación renovable, Canadá implementó el 2012 por primera vez estándares de emisiones de CO₂ para el sector de generación eléctrica, los que no sólo imposibilitan la construcción de nuevas unidades a carbón, sino también contribuyen a acelerar el retiro de unidades a carbón existentes⁹. Estos estándares y su modificación del año 2018, son descritos más adelante en esta Sección.

Durante el año 2017, 16 complejos termoeléctricos, emplazados en 5 provincias, agrupaban a 36 unidades de generación a carbón operativas, con una capacidad combinada aproximada de 10.000 MW. Se espera que 20 de las 36 unidades que operaron durante el 2017 se retiren antes del 2030 debido a que alcanzarán su vida útil¹⁰ previo al año 2030. Se espera que otra unidad cierre de manera anticipada antes del 2030 debido a los requerimientos establecidos en los estándares de emisión para generación de electricidad de la Provincia de Alberta. Una unidad en Saskatchewan fue equipada con tecnología para captura de emisiones de CO₂. Por lo tanto, al momento de definir un estándar de emisiones de CO₂ se esperaba que 14 unidades termoeléctricas se encontraran en condiciones de operar después del año 2030, más una unidad a carbón que cuenta con sistema de captura de CO₂.

Las proyecciones al año 2020 (excluyendo UTCUTS¹¹) preveían dificultades para alcanzar los objetivos de reducción de emisiones definidos por Canadá para el año 2020. El equipo revisor experto del tercer reporte bienal de Canadá destacó que se habían anunciado diversos programas y medidas que, si son implementados eficazmente, pueden mejorar la posición de Canadá para cumplir con sus objetivos de reducción de emisiones al año 2030. No obstante, dado el escaso tiempo hasta el año 2020, iba a ser difícil cumplir con los objetivos propuestos para ese año.¹²

En consecuencia, el equipo revisor experto del tercer reporte bienal de Canadá indicó que dicho país modificaría su regulación para reducir emisiones de CO₂ de centrales a carbón y acelerar el retiro de centrales a carbón hacia el 2030. Aunque el efecto de acelerar el retiro de centrales a carbón no fue

⁸ Regulations Amending the Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations (Febrero, 2018) <http://www.gazette.gc.ca/rp-pr/p1/2018/2018-02-17/html/reg3-eng.html>

⁹ Canada's INDC submission to the UNFCCC (2015) <http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/Canada/1/INDC%20-%20Canada%20-%20English.pdf>

Además, en la Provincia de Ontario se prohibió la construcción de nuevas centrales a carbón generación de electricidad. Más información en: <https://www.ontario.ca/laws/statute/S15025>

¹⁰ De acuerdo a los requerimientos o definición de vida útil establecida en la regulación.

¹¹ UTCUTS: Uso de Tierra, Cambio en Uso de Tierra y Silvicultura.

¹² Report on the technical review of the third biennial report of Canada (agosto 2018). <https://unfccc.int/documents?f%5B0%5D=country%3A867>

cuantificado al momento de reportar el tercer informe bienal, el retiro de centrales a carbón tendrá un efecto en la matriz de generación y las emisiones de gases de efecto invernadero del sector eléctrico.

Regulación para reducir emisiones de CO₂ en centrales a carbón

Vol. 146, No. 19 — 12 de septiembre, 2012¹³

La regulación establece límites de emisión de 420 toneladas de CO₂/GWh de electricidad producida por unidades termoeléctricas a carbón¹⁴, derivados de carbón o pet-coke. Las nuevas unidades que entren en operación después del 1 de julio de 2015 están sujetas a los límites de emisión desde el inicio de su operación. Las unidades que entren en operación antes del año 2015 deben cumplir con el estándar una vez que hayan cumplido su vida útil, la cual es definida de la siguiente forma:

- Unidades que hayan sido puestas en servicio antes del 1 de enero de 1975 están sujetas a los límites de emisión después de 50 años de operación¹⁵, o como último plazo el 31 de diciembre de 2019;
- Unidades que hayan sido puestas en servicio después del 31 de diciembre de 1974, y antes del 1 de enero de 1986, están sujetas a los límites de emisión después de 50 años de operación, o como último plazo el 31 de diciembre de 2029, la fecha que se cumpla primero; y
- Las unidades que hayan sido puestas en servicio después del 31 de diciembre de 1985 están sujetas al cumplimiento de los límites de emisión después de 50 años de operación.

La regulación también incluye algunas flexibilidades de cumplimiento para asegurar un suministro confiable de electricidad mientras se logran los objetivos de la regulación.

¹³ Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations (Septiembre 2012) <http://www.gazette.gc.ca/rp-pr/p2/2012/2012-09-12/html/sor-dors167-eng.html>

¹⁴ En el proceso de comentarios a la regulación se indicó: “*There was convergence among stakeholders and provinces that natural gas combined cycle (NGCC) units operating in Canada cannot generally achieve an emission rate of 375 tonnes of CO₂/GWh. The majority were supportive of a performance standard of 420 tonnes of CO₂/GWh. However, some suggested as high as 500 or 550 tonnes/GWh while others suggested an approach where the performance standard level is phased in with the stringency increasing over time as technology matures. Alternatively, environmental non-governmental organizations (ENGOS) offered comments that ranged from upholding the 375 tonnes of CO₂/GWh benchmark to tightening the performance standard.*”

¹⁵ Inicialmente se había propuesto un periodo de 45 años para la vida útil de las centrales a carbón.

Modificación a la regulación para reducir emisiones de CO₂ en centrales a carbónVol. 152, No. 7 — 17 de febrero, 2018¹⁶

El objetivo de esta modificación es asegurar que la transición hacia una matriz de generación baja en emisiones, o sin emisiones, se alcance hacia el 2030, lo que no sólo contribuirá a proteger la salud y el medio ambiente de los canadienses, sino también ayudará a Canadá a cumplir con su compromiso de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en 30% respecto de los niveles observados en el año 2005.

Bajo la regulación vigente, los límites de emisión de 420 toneladas de CO₂/GWh de electricidad producida se aplican por tanto a unidades termoeléctricas a carbón que iniciaron su operación después del 1 de julio de 2015 como a las unidades termoeléctricas que han alcanzado su vida útil de acuerdo con las definiciones de la regulación.

La modificación propuesta requerirá que todas las unidades (nuevas y existentes) deban cumplir con los límites de emisión en la fecha que ocurra primero entre las siguientes alternativas:

- El 31 de diciembre del año calendario que se cumplen 50 años desde la puesta en servicio, o
- El 31 de diciembre de 2029.

Alemania

De acuerdo con el inventario de gases de efecto invernadero reportado por Alemania, el consumo de carbón causa 45% de las emisiones de gases de efecto invernadero relacionadas al sector de energía¹⁷. La edad promedio de las centrales térmicas a carbón (*hard coal*) es 30 años aproximadamente¹⁸. La central más nueva fue instalada el 2015; se espera que la Central Datteln 4 (1,1 GW) sea puesta en servicio previo al año 2020¹⁹.

Alemania se ha puesto el objetivo de reducir al año 2020 las emisiones de gases de efecto invernadero en, al menos, un 40% comparado con los niveles de 1990, lo que no incluye reducción de emisiones por UTCUTS o el uso de mecanismos de mercado. Alemania también tiene el objetivo de largo plazo de reducir sus emisiones en al menos 55% al 2030, 70% al 2040 y entre 80-95% al 2050, todos bajo los niveles de

¹⁶ Regulations Amending the Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations (Febrero 2018) <http://www.gazette.gc.ca/rp-pr/p1/2018/2018-02-17/html/reg3-eng.html>

¹⁷ El carbón negro representa 21,3% y el lignito representa 23,7%.

¹⁸ Coal Transition in Germany: Learning from past transitions to build phase-out pathways (2018). https://www.iddri.org/sites/default/files/PDF/Publications/Catalogue%20iddri/Rapport/20180609_ReportCOAL_Germany.pdf

¹⁹ Boiler damage delays Germany's 1.1 GW Datteln 4 coal plant to 2020 <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/coal/050818-boiler-damage-delays-germanys-11-gw-datteln-4-coal-plant-to-2020>

emisiones de 1990. Adicionalmente, como parte de sus compromisos en el Acuerdo de París, se tiene el principio de lograr neutralidad de emisiones hacia el 2050²⁰.

En el reporte técnico de la revisión de la séptima comunicación nacional de agosto de 2018 se indica que, de acuerdo con las proyecciones actuales, y sin la implementación de medidas adicionales, Alemania tendrá dificultades con el cumplimiento de sus objetivos de reducción de emisiones al 2020. Además, se hace notar la presencia de desafíos significativos en el intento de prescindir simultáneamente de la generación nuclear y la generación a carbón en el corto y mediano plazo. No obstante, se indica que se están evaluando las medidas necesarias para cumplir con los objetivos al 2030^{21, 22, 23}.

El año 2015, Alemania decidió dejar algunas unidades térmicas de carbón (lignito) en *standby* como reserva estratégica de capacidad, las que podrían ser despachadas por el operador del sistema con un aviso de mínimo 11 días de antelación y operarían con lignito; particularmente se trata de 8 unidades que al 2020 tendrían entre 31 y 54 años desde la fecha de puesta en servicio, con una capacidad total de 2,7 GW²⁴. Esta medida reduce el abastecimiento de energía, particularmente para exportación, y representa una reducción de 10 Mt CO₂ eq al 2020.

Dentro de los principios que guían la transformación de la matriz energética alemana se indica que, como alternativas de transición, las plantas de gas natural y las centrales a carbón existentes más modernas tienen una función importante, especialmente aquellas que combinan el suministro de calor y electricidad

²⁰ El concepto de neutralidad de emisiones debe interpretarse como emisiones antropogénicas, en promedio, cero en todos los sectores para un cierto intervalo de tiempo. Se logra reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero tan cerca a cero como sea posible y cualquier emisión remanente de gases de efecto invernadero debe ser balanceada con remociones o “emisiones negativas”. Más información en:

- <https://www.wri.org/blog/2015/12/cop21-qa-what-ghg-emissions-neutrality-context-paris-agreement>
- https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Pool/Broschueren/klimaschutzplan_2050_en_bf.pdf

²¹ Report on the technical review of the third biennial report of Germany (Agosto 2018). <https://unfccc.int/documents?f%5B0%5D=country%3A901&search=&page=0%2C0%2C0>

²² Merkel's Widening Emissions Gap Piles Pressure on Coal Power (junio 2018) <https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-06-11/merkel-s-widening-emissions-gap-piles-pressure-on-coal-power>

²³ Merkel Allies Pressure Her to Keep Coal Plants Running (Agosto 2018) <https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-08-22/merkel-allies-ply-on-the-pressure-to-keep-coal-plants-running>

²⁴ Después de un periodo de cuatro años las unidades serían retiradas definitivamente. Esta reserva térmica de carbón requiere de una notificación de despacho con 11 días de antelación, lo que hace poco probable que sean efectivamente utilizadas. Más información en: Coal Transition in Germany: Learning from past transitions to build phase-out pathways (2018). https://www.iddri.org/sites/default/files/PDF/Publications/Catalogue%20iddri/Rapport/20180609_ReportCOAL_Germany.pdf

y que tienen alta flexibilidad para aumentar o reducir su nivel de generación dependiendo de la disponibilidad de fuentes de generación solar y eólica.²⁵

Adicionalmente, se indica que la *German Development Cooperation* no está proporcionando soporte para construir nuevas centrales a carbón o modernizar aquellas que ya han sido dispuestas como reserva estratégica de capacidad (*mothballed*). El financiamiento para modernizar centrales a carbón sólo se permite en casos excepcionales, si se cumplen criterios exigentes y se armoniza con una ambiciosa estrategia de descarbonización del país donde se encuentra la instalación.

Para el caso alemán, se menciona que la reducción de generación térmica a carbón se debe organizar de forma de evitar quiebres estructurales en las regiones afectadas, principalmente en aquellas donde la actividad de minería de carbón es importante (North Rhine-Westphalia, Lausitz, y Central German Coalfield), y desarrollar nuevas perspectivas de desarrollo para la industria.

Países Bajos

El uso de carbón en los países bajos ha aumentado en más de un tercio con la puesta en servicio de tres nuevas unidades térmicas a carbón entre el 2013 y 2015; no obstante, los residuos de la combustión del carbón (cenizas y escoria) y de los sistemas de desulfuración (yeso) son reciclados en su totalidad, pues existe una prohibición legal para la instalación de vertederos de cenizas en cualquier parte del país^{26, 27}.

Los Países Bajos tienen la intención de reducir la emisión de gases de efecto invernadero en un 49% al 2030. Para cumplir con este objetivo, se debe desarrollar una nueva política climática y energética²⁸ de manera de continuar y reforzar la política definida el año 2013, que finaliza el 2020. Una de las nuevas políticas que se han anunciado está relacionada al cierre de todas las centrales a carbón el año 2030. En línea con este objetivo, los Países Bajos son un miembro de la coalición para eliminar el uso de carbón que fue lanzada en COP 23.

En la séptima comunicación nacional a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático se indicó que *“el cierre de cinco centrales termoeléctricas durante el 2016 – 2017, como se ha*

²⁵ Climate Action Plan 2050: Principles and goals of the German government's climate policy https://unfccc.int/sites/default/files/resource/Klimaschutzplan_2050_eng_bf.pdf

²⁶ Seventh Netherlands National Communication under the United Nations Framework Convention on Climate Change https://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_natcom/submitted_natcom/application/pdf/seventh_netherlands_national_communication_under_the_unfccc.pdf

²⁷ Report on the technical review of the seventh national communication of the Netherlands (Agosto 2018) <https://unfccc.int/documents?f%5B0%5D=country%3A1262>

²⁸ The implications of the Paris Climate Agreement for the Dutch Climate Policy Objectives (Octubre 2017) http://www.pbl.nl/sites/default/files/cms/publicaties/pbl-2017-the-implications-of-the-paris-climate-agreement-on-dutch-climate-policy-objective%20_2580.pdf

establecido en el Acuerdo Energético (Energieakkoord), contribuirá a reducir las emisiones en el sector de generación eléctrica". Como parte de dicho acuerdo, con el objetivo de evolucionar hacia un suministro de energía más sustentable (junto con los objetivos relacionados a generación de energía renovable), se indicó que se debía minimizar la capacidad de generación con centrales termoeléctricas a carbón construidas durante la década de 1980. Específicamente, esto significó que tres centrales a carbón dejaron de operar a partir de enero de 2016, y las otras dos (Maasvlakte I y II) cerraron en julio de 2017^{29, 30}. Empresas locales junto a asociaciones de trabajadores deben asegurar las medidas apropiadas para los trabajadores que pierdan sus trabajos.

Se indicó en la misma comunicación nacional que el cierre de las centrales antiguas es un paso importante y que *"cualquier alza de precio de la energía que surja producto del cierre de las plantas a carbón será mitigada por un aumento fuerte y oportuno de generación renovable, y justificado por los efectos medioambientales positivos que se han proyectado"*^{30, 31}.

Italia

Comparado con otros países europeos, el uso primario de la energía en Italia se caracteriza por la utilización de petróleo y gas, la importación de electricidad, el consumo no significativo de carbón y la ausencia de centrales nucleares.

En la séptima comunicación nacional a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático se indica que, como parte de la Estrategia Nacional de Energía 2017, se tiene una medida asociada a la intención de retirar gradualmente la generación térmica a carbón a partir del 2025. Esta medida fue establecida como un acuerdo político y debe ser implementada considerando una capacidad de generación eléctrica adecuada que la reemplace, el desarrollo de la red de transmisión, y la protección del empleo. Se indica que 3.280 MW de generación térmica a carbón aún estarían disponibles al 2030³².

Luego, la Estrategia Nacional de Energía 2017 indica la necesidad de establecer, al año 2021, un acuerdo político para retirar las centrales a carbón. El retiro de las centrales se debe realizar cumpliendo requerimientos de confiabilidad del sistema, lo que hace imperativo la implementación de un plan para gestionar la creciente inserción de generación renovable de manera oportuna, el que se debe

²⁹ "2017 Coal Developments". Europe Beyond Coal. <https://beyond-coal.eu/wp-content/uploads/2017/12/2017-round-up-171219-1.pdf>

³⁰ Energy Agreement for Sustainable Growth (2013) <https://www.ser.nl/~media/files/internet/talen/engels/2013/energy-agreement-sustainable-growth-summary.ashx>

³¹ The Agreement on Energy for Sustainable Growth: a policy in practice (2015) <https://www.energieakkoordser.nl/~media/files/energieakkoord/publiciteit/agreement-on-energy-policy-in-practice.ashx>

³² Seventh National Communication under the UN Framework Convention on Climate Change (Diciembre 2017) https://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_natcom/submitted_natcom/application/pdf/258913076_italy-nc7-2-italy_seventh_national_communication_final.pdf

complementar con acciones específicas adicionales sobre cierto tipo de infraestructura. Adicionalmente, se requiere acordar un plan para renovar los sitios y convertirlos en un núcleo o polo de generación sostenible basado en innovación. Se establece un comité (“cabina di regia”) para monitorear de manera activa la implementación de la estrategia energética.³³

Sudáfrica

El segundo reporte bienal de Sudáfrica indica que, si se comparan con otros países en desarrollo, las emisiones de gases de efecto invernadero per cápita de Sudáfrica están entre las más altas debido a la alta dependencia de la generación a carbón³⁴. Se indica que la generación a carbón continuará contribuyendo energía de base en el futuro previsible, pero será desplazada sustancialmente en el tiempo por un grupo diverso de nuevas fuentes de generación baja en emisiones.

Para la generación de electricidad, el carbón constituyó casi un 90% de la fuente primaria de energía el 2015. El uso de carbón se reduciría bajo un 35% en escenarios proyectados al 2050, incluso con el potencial de llegar al 20%. La Política Nacional indica que las emisiones al 2025 y 2030 debería estar en el rango de 398 and 614 Mt CO_{2eq}, alcanzando su peak al año 2020.

La principal empresa eléctrica en el país, Eskom, es controlada por el Estado y provee el 65% de las ventas de electricidad³⁵. También, el Estado se beneficia de impuestos y royalties asociados a la minería de carbón.

Sudáfrica cuenta con una flota de centrales termoeléctricas antiguas que promedian 30 años de funcionamiento, pero que aún se encuentran en operación. Se han reemplazado centrales antiguas por nuevas centrales térmicas a carbón. Uno de los factores que produce esta dinámica es la sobreoferta causada por sobreinversión en nuevas centrales a carbón. Eskom mantiene actualmente 13 unidades (3,7 GW) como reserva estratégica, sin generar, pero capaces de ser despachadas nuevamente con un aviso previo de hasta 5 días para volver a operar con carbón³⁵. Actualmente se están construyendo dos complejos termoeléctricos a carbón de 4,8 GW cada uno: Medupi y Kusile³⁶.

³³ Italy’s National Energy Strategy 2017

http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/documenti/BROCHURE_ENG_SEN.PDF

Los miembros del Comité son coordinados por el Ministerio de Desarrollo Económico y el Ministerio de Medioambiente. El Comité incluye representantes del Ministerio de Economía, Ministerio de Transporte, Ministerio de Patrimonio Cultural y representantes de las regiones.

³⁴ South Africa 2nd biennial update report (Octubre 2017). <https://unfccc.int/documents/39835>

³⁵ Coal transitions in South Africa Understanding the implications of a 2°C compatible coal phase-out plan for South Africa

https://www.iddri.org/sites/default/files/PDF/Publications/Catalogue%20Iddri/Rapport/20180609_ReportCoal_SouthAfrica.pdf

³⁶ Eskom’s Medupi coal-power plant nears completion. <https://reviewonline.co.za/266287/eskoms-medupi-coal-power-plant-nears-completion/>

Según lo que se indica en la Contribución Nacional Determinada (prevista) de Sudáfrica del año 2015, en el corto plazo (hasta el año 2025) el país enfrenta una rigidez significativa en su economía y cualquier transición hacia una sociedad baja en emisiones de efecto invernadero debe considerar y enfatizar su prioridad en reducir la pobreza y desigualdad³⁷.

Australia

Centrales termoeléctricas a carbón contribuyen aproximadamente con el 60% de la energía eléctrica que se produce en Australia; el país además es un importante productor y exportador de carbón.

De acuerdo con información presentada en la séptima comunicación nacional, las emisiones de gases de efecto invernadero en Australia probablemente aumentarán durante los próximos años, principalmente debido al desarrollo de instalaciones de Gas Natural Licuado (GNL). Parte de este aumento es compensado por una disminución de emisiones en el sector eléctrico debido a objetivos de desarrollo de energía renovable, una menor demanda de energía eléctrica, y el cierre de la central térmica a carbón de Hazelwood en Victoria, conformada por ocho unidades de 200 MW cada una³⁸. Los objetivos de desarrollo de energía renovable en Australia indican que sobre el 23% de la energía eléctrica en el país debe ser producida por energías renovables al 2020.

Al año 2030, Australia tiene el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero entre 26 y 28% respecto de los niveles observados el año 2005. Esta meta es significativamente mayor al objetivo de reducir al año 2020 las emisiones en un 5% respecto de los niveles observados el año 2000 (equivalente a un 13% bajo los niveles observados el 2005). Comparado con los niveles del año 2005, el objetivo de Australia representa una disminución de emisiones per cápita entre 50 y 52% al 2030, o entre 64 y 65% por unidad de GDP.³⁹

Aproximadamente la mitad de la flota de centrales termoeléctricas a carbón, o el 66% de la capacidad de producción, tiene más de 30 años. Desde el año 2012 se han retirado diez centrales, que en promedio tenían 40 años desde la fecha de puesta en servicio.

³⁷ SUDAFRICA'S INDC SUBMISSION TO THE UNFCCC (2015)

<http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/South%20Africa/1/South%20Africa.pdf>

³⁸ AUSTRALIA'S 7TH NATIONAL COMMUNICATION ON CLIMATE CHANGE

https://unfccc.int/files/national_reports/national_communications_and_biennial_reports/application/pdf/024851_australia-nc7-br3-1-aus_natcom_7_br_3_final.pdf

³⁹ AUSTRALIA'S INDC SUBMISSION TO THE UNFCCC (2015)

<http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/Australia/1/Australias%20Intended%20Nationally%20Determined%20Contribution%20to%20a%20new%20Climate%20Change%20Agreement%20-%20August%202015.pdf>

Durante los próximos años, diversos factores podrían reducir la rentabilidad de las centrales a carbón en el mercado australiano⁴⁰, lo que podría acelerar el cierre de algunas centrales. Estos cierres podrían ocurrir cuando se requiera un mantenimiento o reparación mayor, a no ser que se hayan definido mecanismos regulatorios para establecer un retiro más predecible.⁴¹

Reino Unido

El sector eléctrico del Reino Unido ha tenido un cambio de generación eléctrica a carbón a generación eléctrica a gas, lo cual ha sido apoyado por mecanismos de precio a emisiones de gases de efecto invernadero.⁴²

Como parte de una política para reducir la emisión de gases de efecto invernadero, el Reino Unido se ha comprometido a retirar la generación térmica a carbón al año 2025.⁴³ El gobierno está considerando la forma apropiada de introducir límites de emisión a partir del 1 de octubre de 2025. Se ha indicado que una intensidad de emisiones de 450g CO₂ por kWh de electricidad producida es un nivel apropiado⁴⁴, lo que, de acuerdo a los estándares de emisiones actuales, está en línea con la intensidad de emisiones de un ciclo combinado operando con gas natural⁴⁵.

⁴⁰ Estos factores son: disminución del factor de planta por mayor penetración de energía renovable, reducción de precios en el mercado por mayor penetración de energía renovable, mayores costos de operación por necesidad de nuevos modos de operación más flexible (ciclaje), y posible futura implementación de políticas para reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

⁴¹ Coal transitions in Australia Preparing for the looming domestic coal phase-out and falling export demand (2018). https://www.iddri.org/sites/default/files/PDF/Publications/Catalogue%20iddri/Rapport/20180609_ReportCoal_Australia.pdf

⁴² The Clean Growth Strategy Leading the way to a low carbon future (2017). <https://unfccc.int/documents/65798>

⁴³ 7th National Communication (Diciembre 2017) [https://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_natcom/submitted_natcom/application/pdf/19603845_united_kingdom-nc7-br3-1-gbr_nc7_and_br3_with_annexes_\(1\).pdf](https://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_natcom/submitted_natcom/application/pdf/19603845_united_kingdom-nc7-br3-1-gbr_nc7_and_br3_with_annexes_(1).pdf)

⁴⁴ “Implementing the end of unabated coal by 2025 – Government response to unabated coal closure consultation”. Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2018. https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/672137/Government_Response_to_unabated_coal_consultation_and_statement_of_policy.pdf

⁴⁵ El Department for Business, Energy & Industrial Strategy indica: “Note that the 450gCO₂/kWh emissions intensity limit outlined here is an instantaneous limit. This contrasts with the existing Emissions Performance Standard, which sets an annual limit on CO₂ emissions from fossil fuel generators, based on their capacity and an assumed 85% annual load factor. Applying the existing Emissions Performance Standard on an annual basis could allow unabated coal units to run at relatively low load-factors and therefore would not achieve our objectives.”

Estados Unidos

Estados Unidos tiene la intención de reducir, al año 2025, las emisiones de gases de efecto invernadero entre 26 y 28% bajo los niveles del 2005.⁴⁶ Si bien no hay un plan nacional para el retiro de centrales a carbón, empresas eléctricas como Duke Energy y PNM han anunciado su intención de retirar secuencialmente centrales a carbón durante los próximos 30 años^{47, 48}.

4.3 Contextualización de centrales de carbón y compromisos en Europa, Estados Unidos y Chile

En Europa, los gobiernos de algunos países se han comprometido, o han considerado comprometerse, a eliminar la generación a carbón mediante distintas políticas e instrumentos. Como se observa en la Figura 8, la mayoría de las centrales afectadas por compromisos o declaraciones de intención de cierre corresponden a unidades que habrán cumplido su vida útil, o necesitarán un mantenimiento mayor, al momento de llegar el año de cierre. Las únicas excepciones son los Países Bajos e Italia, que cuentan con capacidad a carbón recientemente instalada, particularmente las centrales Maasvlakte 3 (unidades 1 y 2) y Eemshaven (unidades A y B) en los Países Bajos, y las centrales Torrevadaglia (unidades 2, 3 y 4) y Sulcis (unidad 2) en Italia.

Estados Unidos no ha ratificado el Acuerdo de París, ni ha definido compromisos de reducción de generación eléctrica a partir del carbón. No obstante, durante los últimos años se ha decomisionado una capacidad importante de generación a carbón. Por una parte, las compañías de generación han decidido cerrar algunas plantas que hubiesen requerido inversiones significativas para poder cumplir las nuevas regulaciones de emisiones atmosféricas, por ejemplo, la Final Rule de la EPA de 2013 que cambia el National Ambient Air Quality Standard para el material particulado. Por otra, múltiples plantas han cerrado luego de perder competitividad en el mercado eléctrico frente a centrales de generación a gas natural. En general, las unidades que se han cerrado han alcanzado su vida útil (Figura 9).

En contraste, en Chile existe un conjunto de unidades a carbón que son relativamente recientes. Al año 2030, la mayor parte de la capacidad instalada a carbón tendrá menos de 20 años desde la fecha de puesta en servicio, como se muestra en la Figura 10.

⁴⁶ USA's INDC submission to the UNFCCC (2015)

<http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/United%20States%20of%20America/1/U.S.%20Cover%20Note%20INDC%20and%20Accompanying%20Information.pdf>

⁴⁷ Duke Energy Carolinas, LLC 2018 Integrated Resource Plan and 2018 REPS Compliance Plan (septiembre 2018).

<https://starw1.ncuc.net/NCUC/ViewFile.aspx?Id=aa9862b5-5e31-4b3f-bb26-c8a12c85c658>

⁴⁸ PNM Integrated Resource Plan 2017 – 2036 (Julio 2017)
https://www.pnm.com/documents/396023/396193/PNM+2017+IRP_Executive+Summary.pdf/992f1578-8eb1-4454-a51e-7ea19cf39833

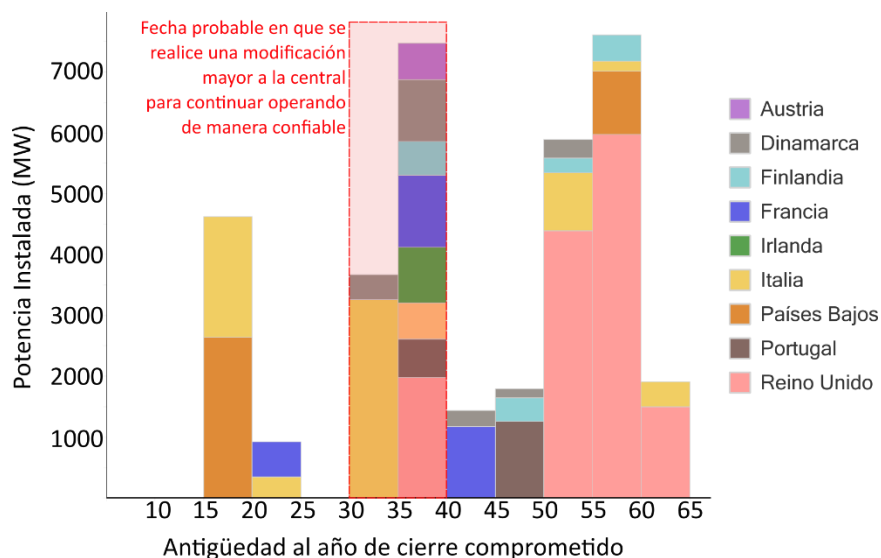


Figura 8: Edad de unidades a carbón en el año de cierre comprometido. Fuente: Elaboración propia⁴⁹.

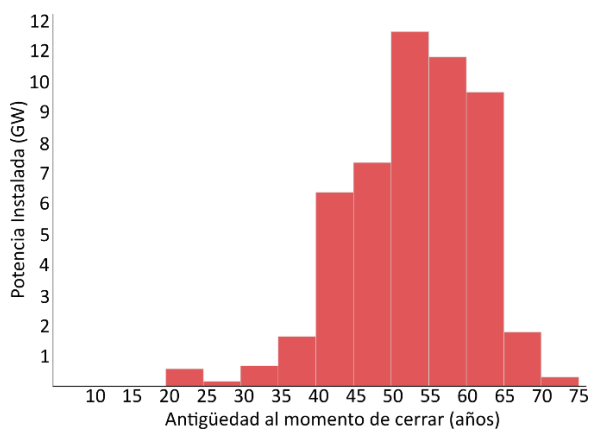


Figura 9: Edad de unidades a carbón en los EE.UU. cerradas entre 2007 y 2016. Fuente: Elaboración propia con datos de la EIA [1].

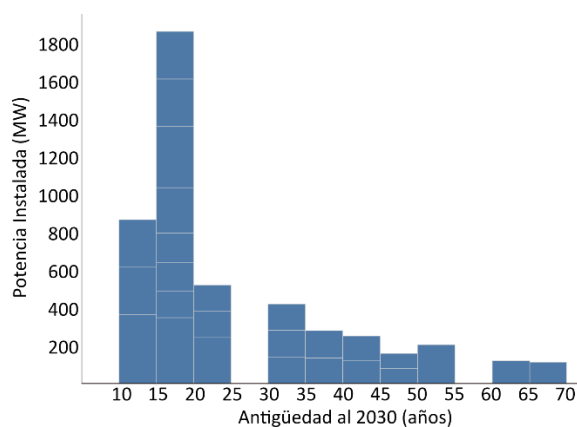


Figura 10: Edad de unidades a carbón en Chile al año 2030. Fuente: Elaboración propia.

A modo de resumen, la Tabla 3 muestra la participación de las centrales de carbón en la matriz eléctrica de países europeos que han comprometido dejar de generar con carbón a partir de cierto año. Se muestran también otros países selectos que están considerando implementar medidas para reducir la generación con carbón con el fin de reducir sus emisiones de GEI.

⁴⁹ Se incluyen las unidades que estaban operacionales al momento en que el gobierno correspondiente anunció el compromiso.

Tabla 3: Contextualización de participación del carbón en las matrices eléctricas de países selectos.

País	Participación del carbón en la matriz eléctrica (% de la generación anual 2016 o 2017) ⁵⁰	Año comprometido para dejar de generar con carbón
Suecia	<1	2022
Francia	1,4	2021
Reino Unido	6,7	2025
Austria	7,8	2025 ⁵¹
Finlandia	8,3	2030
Canadá	9	-
Dinamarca	14,3	2030
Italia	15	2025 ⁵²
Irlanda	18	2025
Portugal	25	2030
Estados Unidos	30	-
Países Bajos	36	2030
Alemania	39	-
Chile	39	-
Australia	62	-
Sudáfrica	86	-

De forma complementaria, la Figura 11 muestra la participación de las centrales a carbón en la generación eléctrica de los países mencionados en la Tabla 3 junto a la antigüedad actual de sus centrales a carbón operativas.

⁵⁰ El uso de datos de 2016 o 2017 depende de la disponibilidad de información para cada país.

⁵¹ Considerando adelantar hacia el 2020.

⁵² La *Strategia Energetica Nazionale* aprobada en noviembre de 2017 decreta que habrá un “compromiso político para el cese de la generación térmica a carbón en 2025”.

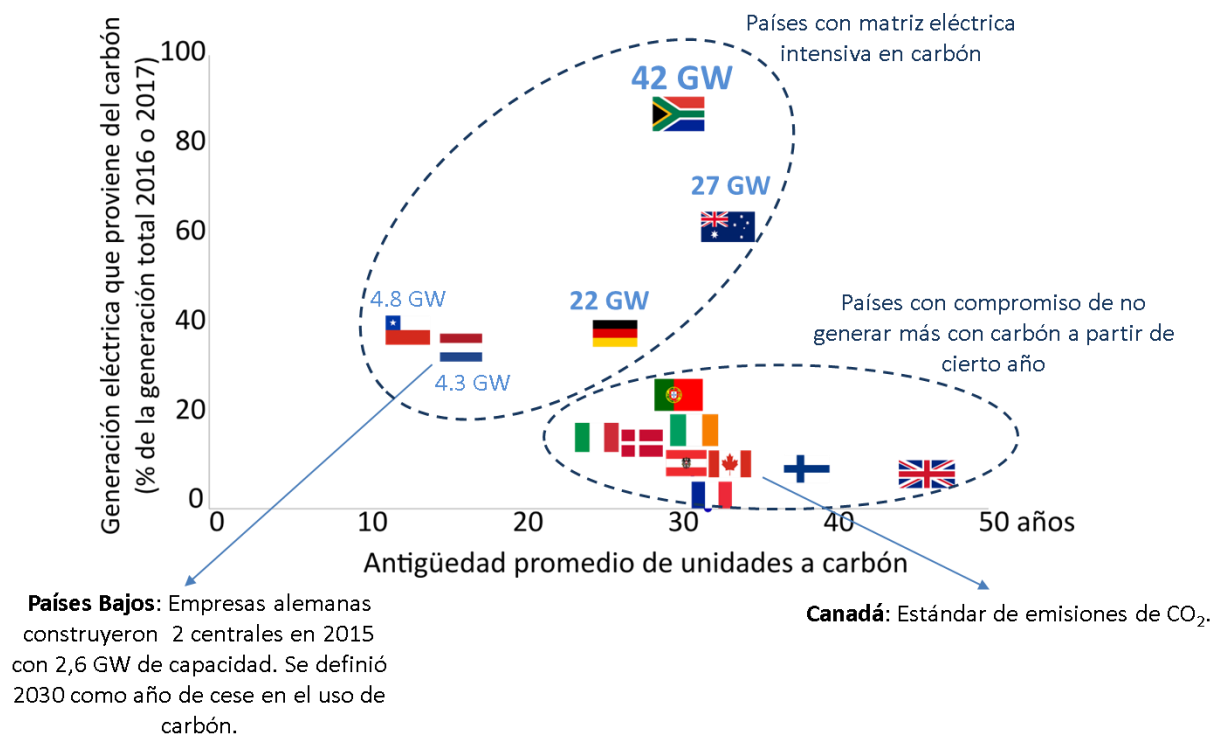


Figura 11: Contextualización de antigüedad de centrales a carbón y su participación en la matriz energética para países selectos. Fuente: Elaboración propia.

5 CENTRALES TERMOELÉCTRICAS A CARBÓN EN CHILE

Existen 10 complejos de generación termoeléctrica, distribuidos en 6 comunas a lo largo del país, que en conjunto agrupan 28 unidades que utilizan carbón [2]. En algunos casos, las centrales comparten ciertas instalaciones, por ejemplo: el muelle, la cancha de carbón, la chimenea, la captación y descarga de agua, las plantas de tratamiento de agua, vertedero de cenizas, entre otras.

La Figura 12 muestra la ubicación de unidades de generación a carbón, junto a su capacidad y año de puesta en servicio. Las centrales se ubican en el borde costero del Océano Pacífico debido a las condiciones favorables, económicas y de simplicidad operativa, que presenta el borde costero para el suministro de carbón. El detalle que caracteriza cada instalación se presenta en el Anexo I.

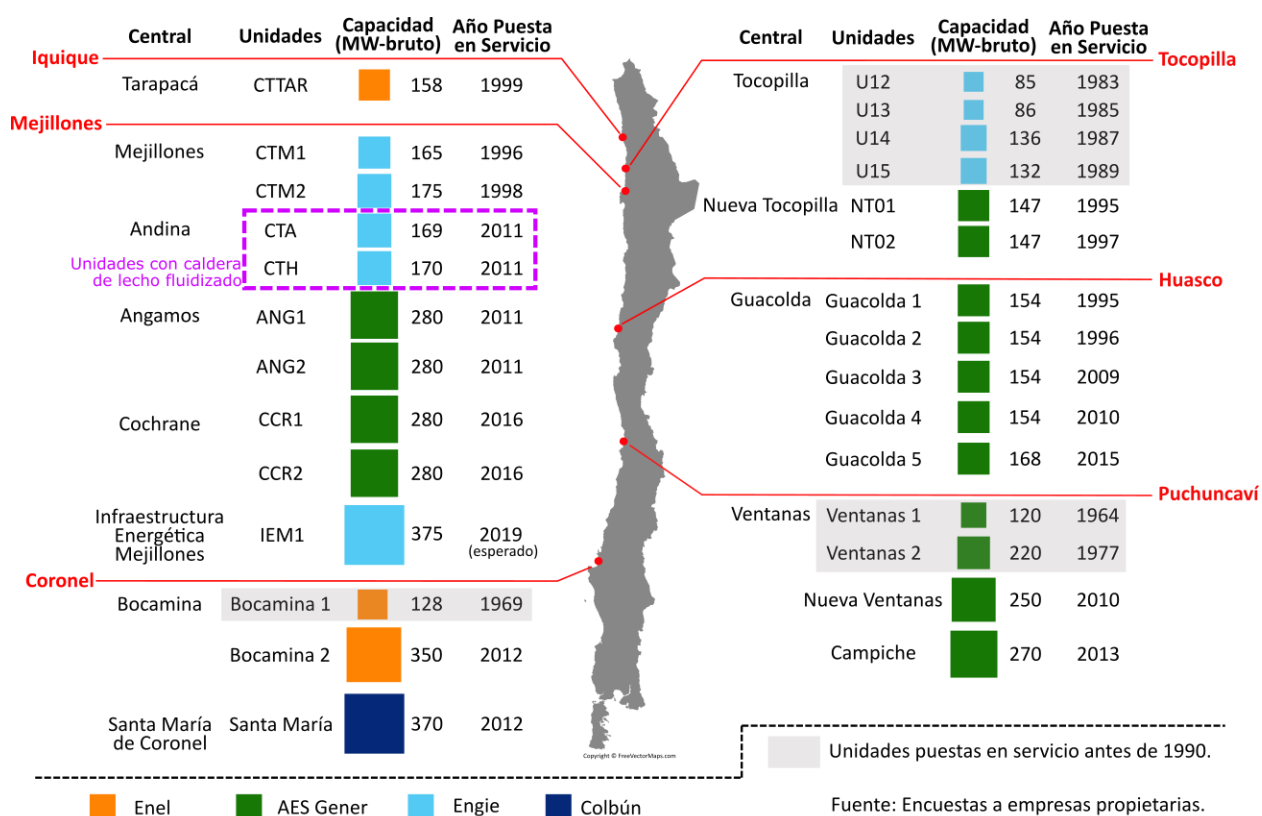


Figura 12: Mapa de unidades de generación a carbón operativas en Chile. Fuente: Elaboración propia en base a encuestas.

5.1 Emplazamiento y configuración de los complejos de generación a carbón

A continuación, se presenta un diagrama con la estructura de los distintos complejos de generación termoeléctrica presentes en el país. La Figura 13 presenta una vista superior del Central Térmica Tarapacá, que está emplazada en un terreno de 22 hectáreas, ubicado a un costado del Puerto de Collahuasi. Se ubica a 11 km de la caleta de Chanavayita y unos 65 km de la ciudad de Iquique.

Para la descarga de carbón se utilizan las instalaciones de Terminal Marítimo Patache, propiedad de Compañía Minera Cordillera. Posee un vertedero de uso exclusivo.



Figura 13: Central Térmica Tarapacá.

La Figura 14 presenta una vista superior del complejo Tocopilla – Nueva Tocopilla, donde están emplazadas unidades que fueron puestas en servicio en los años ochenta y noventa. Dentro del complejo también se ubican centrales a gas (TG1, TG2, TG3 y U16). El complejo está emplazado en una zona industrial ubicado en el sector sur de la ciudad de Tocopilla.

Las unidades de Nueva Tocopilla (AES Gener) comparten la cancha de carbón y muelle con las unidades de Tocopilla (Engie). Engie es la propietaria de puerto. Las unidades U12 y U13 comparten la chimenea. También comparten la chimenea las unidades U14 y U15. En ambos casos la chimenea tiene 75 metros de altura.

Las unidades de Engie y AES Gener tienen el vertedero de cenizas en la zona de Barriles.

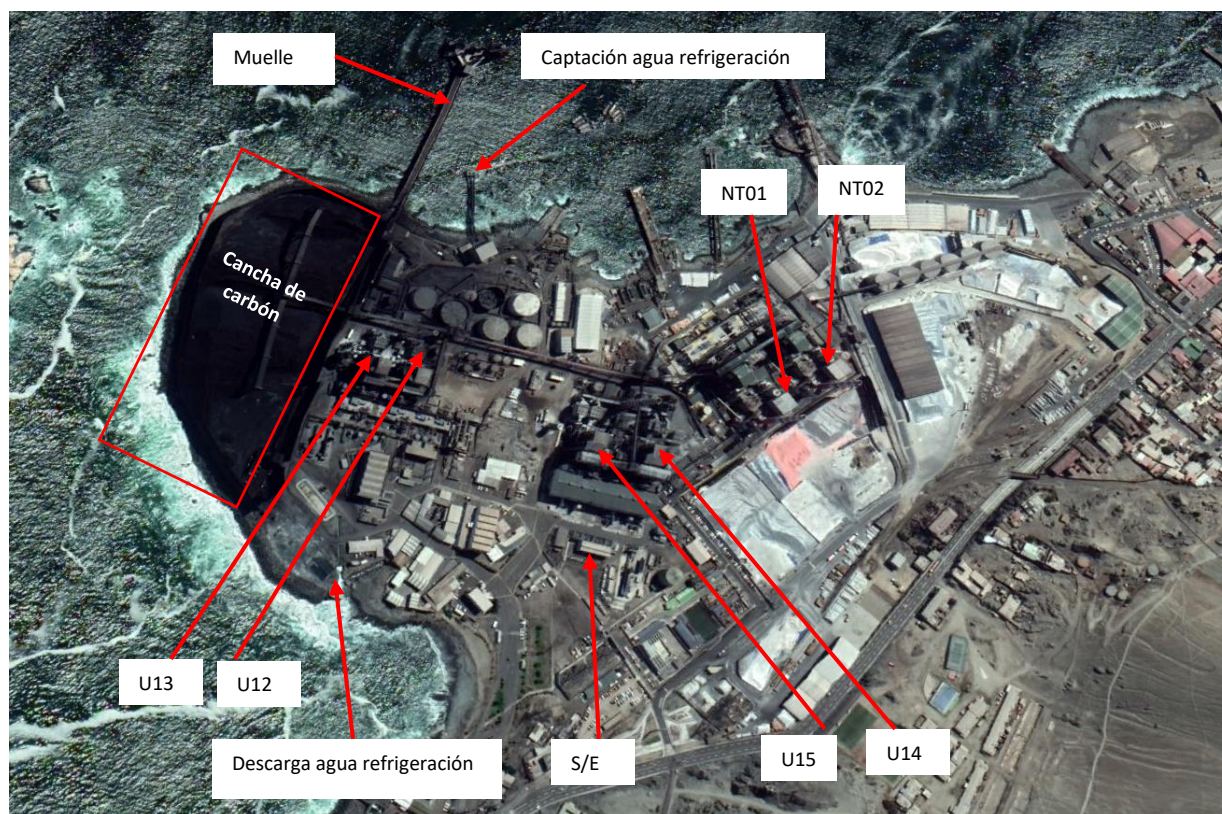


Figura 14: Complejo termoeléctrico Tocopilla – Nueva Tocopilla.

La Figura 7 presenta una vista superior del complejo que agrupa las centrales de Angamos – Cochrane, puestas en servicio el año 2011 y 2016 respectivamente. El complejo está emplazado en un terreno de 88 hectáreas, ubicado 8 km al noreste de la ciudad de Mejillones, e inmediatamente al sur del Complejo GNL Mejillones (1 km).

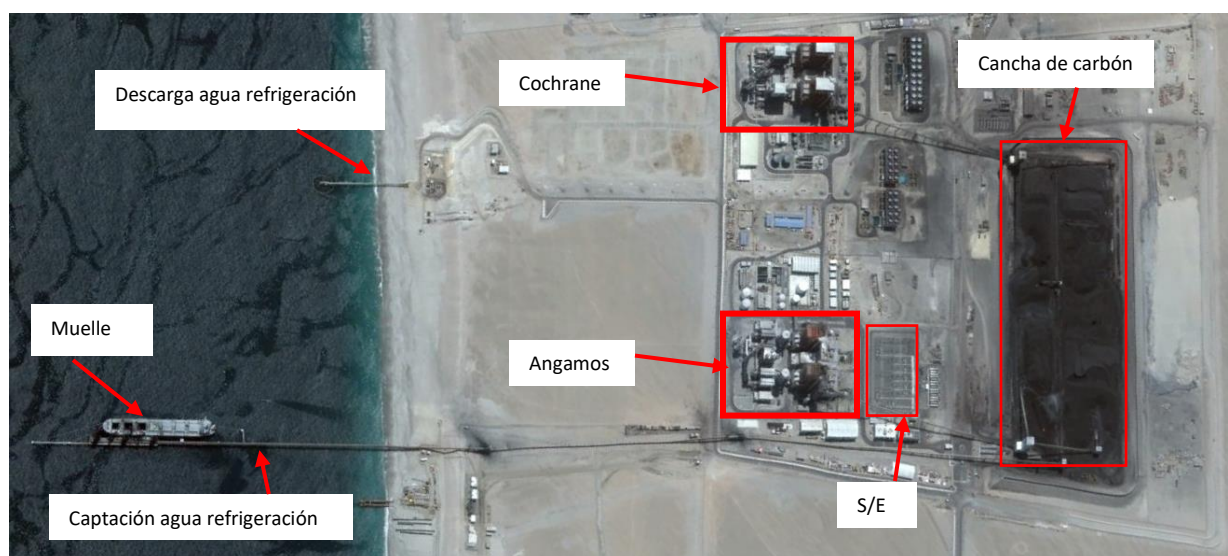


Figura 15: Complejo termoeléctrico Angamos – Cochrane.

Las centrales de Angamos y Cochrane comparten el muelle de descarga y cancha de carbón. Las unidades Cochrane I y II comparten la chimenea. Las unidades Angamos I y II también comparten la chimenea. En ambos casos la chimenea tiene 96 metros. Las centrales tienen un contrato para transferencia de carbón con Terminal de Graneles del Norte, filial de Puerto Angamos. Adicionalmente, ambas centrales utilizan el vertedero Cerro Gris.

La Figura 8 presenta una vista superior del complejo que agrupa las centrales de CTM 1, CTM 2, CTA, CTH y IEM, puestas en servicio los años 1996, 1998, 2011, 2011 y 2018 respectivamente. El complejo está emplazado en un terreno de 75 hectáreas, ubicado 3,5 km al noreste de la ciudad de Mejillones, a un costado del complejo termoelectrico de centrales de ciclo combinado de Gas Atacama. En el lugar también se ubica la central CTM3 a gas natural. Las centrales comparten el muelle de descarga de carbón. Actualmente, una cancha para almacenamiento de carbón se comparte entre CTM1 y CTM2, y otra para CTA y CTH. CTM 1, CTM 2, CTA y CTH comparten el vertedero de CTM. Se proyecta que IEM utilice vertedero en la zona de Cerro Gris.

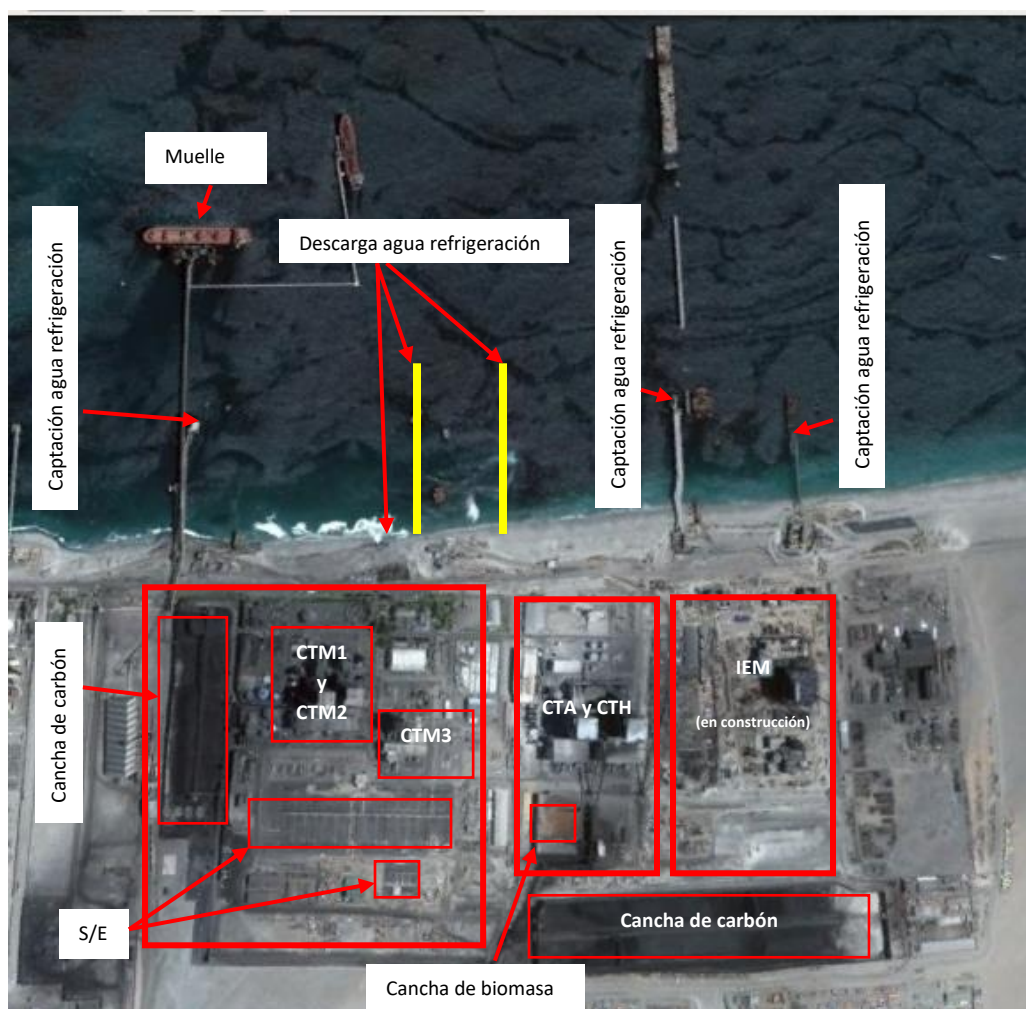


Figura 16: Complejo termoelectrico Mejillones.

Las centrales CTA y CTH son de tipo lecho fluidizado circulante y, según sus Resoluciones de Calificación Ambiental, tienen la capacidad y aprobación de quemar biomasa en hasta un 10%. Actualmente disponen de una cancha para su almacenamiento, indicada en la Figura 8, aunque hasta la actualidad han operado exclusivamente con carbón.

La Figura 9 presenta una vista superior del complejo que agrupa las centrales de Guacolda 1, 2, 3, 4 y 5, puestas en servicio los años 1996, 1996, 2009, 2010 y 2015 respectivamente. El complejo está en un terreno de 31 hectáreas, ubicado a un costado de instalaciones de CAP y 3,6 km de la ciudad de Huasco.

Todas las unidades comparten el muelle para descarga de carbón y la cancha para su almacenamiento. Las unidades I y II de Guacolda comparten una chimenea de 80 metros. Todas las unidades comparten el uso del vertedero.



Figura 17: Complejo termoeléctrico Guacolda.

La Figura 10 presenta una vista superior del complejo Ventanas, donde hay unidades puestas en servicio en 1964 (Ventanas I), 1977 (Ventanas II), Nueva Ventanas (2010) y Campiche (2013). La instalación está

emplazada en un terreno de 30 hectáreas, ubicado un costado del Puerto Ventanas, a 3,4 km del terminal GNL Quintero, 1,0 km de la Fundición de Codelco Ventanas y 400 metros de la localidad de La Greda.

Para la descarga de carbón se utilizan las instalaciones de Puerto Ventanas (propiedad de Sigdo Koppers). Las unidades comparten la cancha de carbón y el vertedero Pangue.

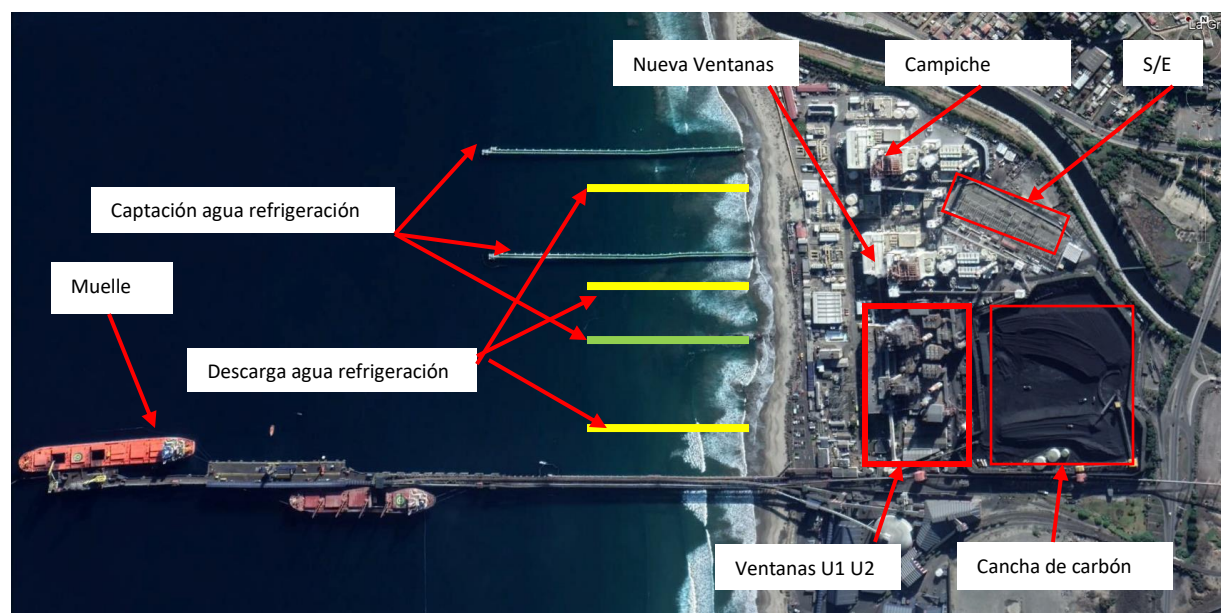


Figura 18: Complejo termoeléctrico Ventanas.

La Figura 19 presenta una vista superior del complejo Bocamina, la cual está inserta en un costado de la ciudad de Coronel en un terreno de 17 hectáreas. Las instalaciones comparten una cancha techada de carbón. Para la descarga de carbón se utiliza la infraestructura de Portuaria Cabo Froward (del Grupo de Empresas Navieras SA). Las unidades de Bocamina comparten el uso del vertedero.

La Figura 20 presenta una vista superior del complejo Santa María, que está emplazado en un terreno de 10 hectáreas en el sector sur de la ciudad de Coronel. Para la descarga de carbón se utilizan las instalaciones del terminal granelero de la empresa Puerto Coronel. La central Santa María tiene un vertedero de uso exclusivo.

Las centrales de Bocamina y Santa María están a una distancia de 4 km aproximadamente en línea recta.



Figura 19: Complejo termoeléctrico Bocamina.



Figura 20: Complejo termoeléctrico Santa María.

5.2 Grupos de interés que influyen la operación de las centrales a carbón

Es posible identificar factores internos y externos que pueden influenciar la forma de reconversión o eventual cierre programado de centrales termoeléctricas a carbón, y hay grupos de interés en ambos lados cuyas necesidades e intereses pueden ser críticas, importantes o deseables de considerar. Se define a los grupos de interés a quienes:

- Tienen un efecto directo o indirecto en la producción de energía de una central.
- Reciben un beneficio directo o indirecto de la producción de energía de una central.
- Poseen un interés significativo y legítimo en la producción (o no producción) de energía de una central termoeléctrica a carbón.

Una red de grupos de interés comprende a todos los grupos de interés y sus intercambios de valor directos e indirectos. En el contexto de proyectos de generación, los flujos de valor no corresponden sólo a intercambios de energía y valor económico, sino también de bienes y servicios, definición de políticas públicas, trabajo, bienestar público, conocimiento, información, etc.

Se debe tener en consideración que el objetivo del estudio es levantar información, analizar y entregar recomendaciones respecto a las variables ambientales y sociales que deben abordarse para un potencial cierre o reconversión programada y gradual de centrales de generación eléctrica a carbón. En este contexto, un mapa de análisis de redes de intercambios de valor (SVNA, por sus siglas en inglés) permite entender el ambiente en el que interactúa un proyecto o una empresa considerando los intercambios de valor directos e indirectos con sus grupos de interés [3]. Entender las interacciones e intercambios de valor indirectos permite que los tomadores de decisión puedan tener una perspectiva más amplia de la importancia de las dependencias entre los grupos de interés.

Es importante clarificar que no existe una perspectiva única para analizar las necesidades e intercambios de valor que se producen en la red de grupos de interés. A modo de ejemplo, en la Figura 21 se ilustra el mapa de redes de intercambio de valor para una central de generación a carbón genérica en Chile, basado en los impactos sociales, económicos y ambientales que se han identificados.

Ciertos grupos de interés más alejados del intercambio valor directo con el proyecto pueden habilitar flujos de valor importantes. La definición de una estrategia para la reconversión o cierre programado de una central implica priorizar aquellos factores más relevantes en función de su involucramiento en cadenas de valor que son importantes para el proyecto y sus grupos de interés.

El listado de grupos de interés y flujos de valor identificados, definidos y descritos en este estudio en relación a la operación de centrales termoeléctricas a carbón en Chile no es exhaustivo. El Consultor seleccionó los grupos de interés y flujos que consideró más relevantes de estudiar según su experiencia y experiencias internacionales revisadas.

Intercambio de valor entre grupos de interés

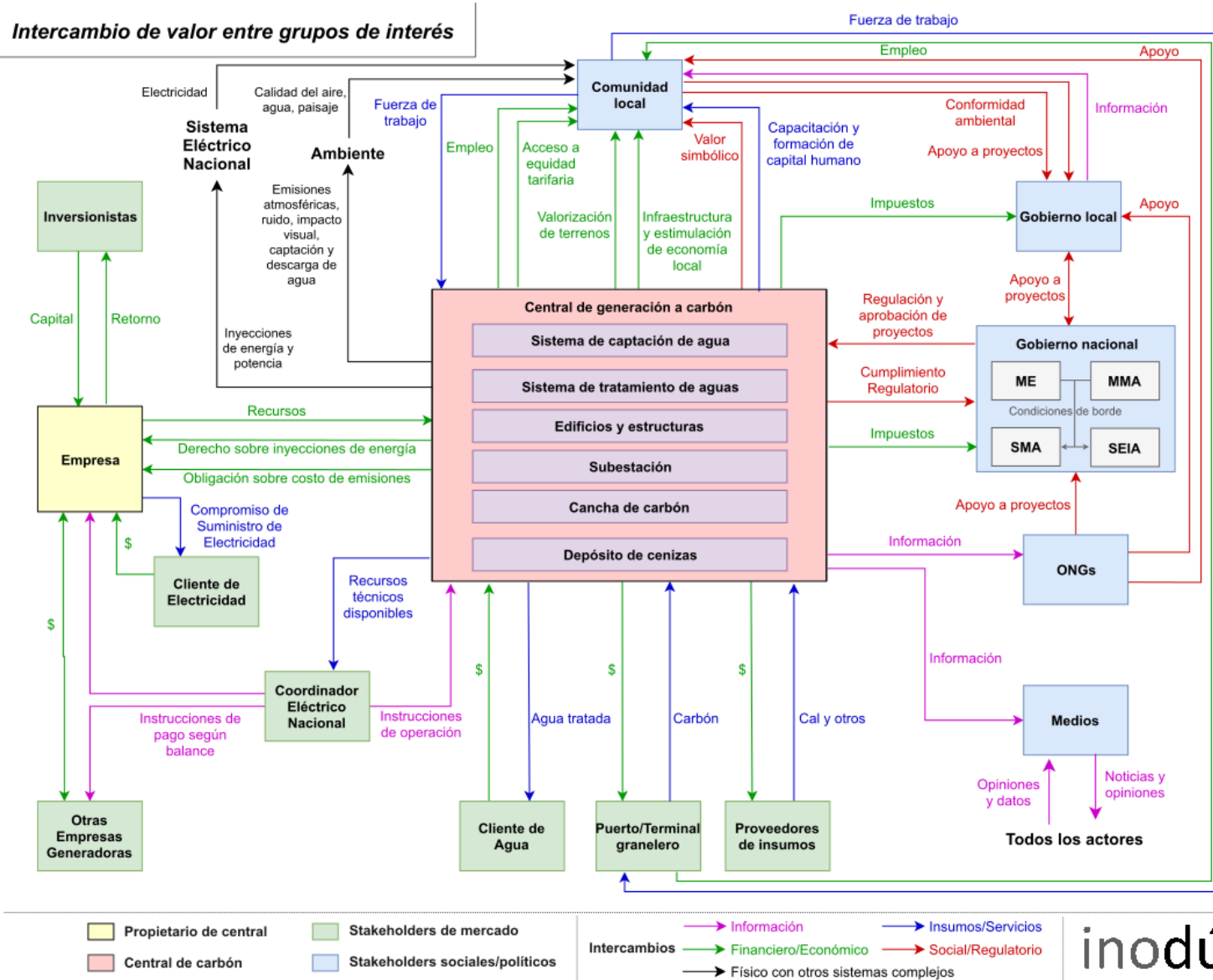


Figura 21: Mapa de intercambio de valor entre grupos de interés y una central de generación a carbón. Fuente: Elaboración propia.

5.3 Factores asociados al intercambio de valor entre los grupos de interés

A continuación, se presenta una síntesis de los principales aspectos asociados al intercambio de valor que se produce entre una central a carbón y algunos grupos de interés. Además, como una síntesis de efectos en el medio ambiente, se presentan aspectos relacionados a emisiones y captación de agua. Los aspectos mencionados han sido sintetizados, con fines ilustrativos, en la Figura 21. De esta forma, se tiene la intención de sintetizar información cualitativa y cuantitativa sobre las principales variables ambientales y sociales que deberían abordarse para un potencial cierre o reconversión programada y gradual de centrales de generación eléctrica a carbón, esquematizados en la Sección 5.2⁵³.

1. Aporte de recursos técnicos al Sistema Eléctrico Nacional

Las centrales termoeléctricas a carbón existentes aportan potencia de suficiencia al sistema eléctrico y capacidad de generación de energía que, bajo el contexto regulatorio y comercial vigente, es más económica que generación con gas natural.

Dada las condiciones de mercado del año 2017, el 40% de la generación fue provista por centrales a carbón, siendo la principal fuente de generación del país. El 63% de la generación a carbón a nivel nacional se produjo en el SEN-Norte. Específicamente, el 2017 las centrales a carbón produjeron 28,9 TWh de energía eléctrica, de la cual el 14,8% fue producida en unidades cuya puesta en servicio se realizó previo al año 1990.

La Figura 22 presenta el consumo específico de cada unidad, su factor de planta y energía generada durante el año 2017. Adicionalmente, considerando los costos de carbón y costos variables no combustibles reportados a agosto de 2018, la Figura 23 presenta el costo variable de generación y el costo de partida de las distintas unidades.

⁵³ Los aspectos descritos son a nivel general y no tienen la intención de presentar un mapeo detallado de los grupos de interés e intercambio de valor en cada una de las centrales.

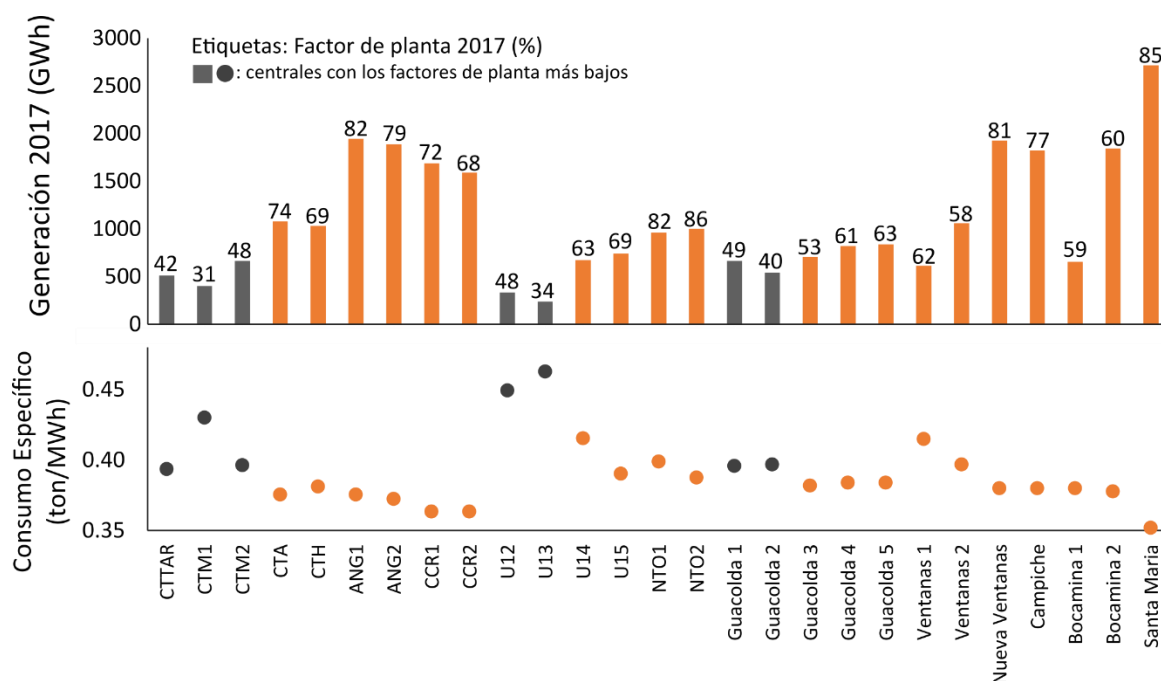


Figura 22: Consumo específico, factor de planta y energía generada por cada unidad el 2017. Fuente: Elaboración propia.

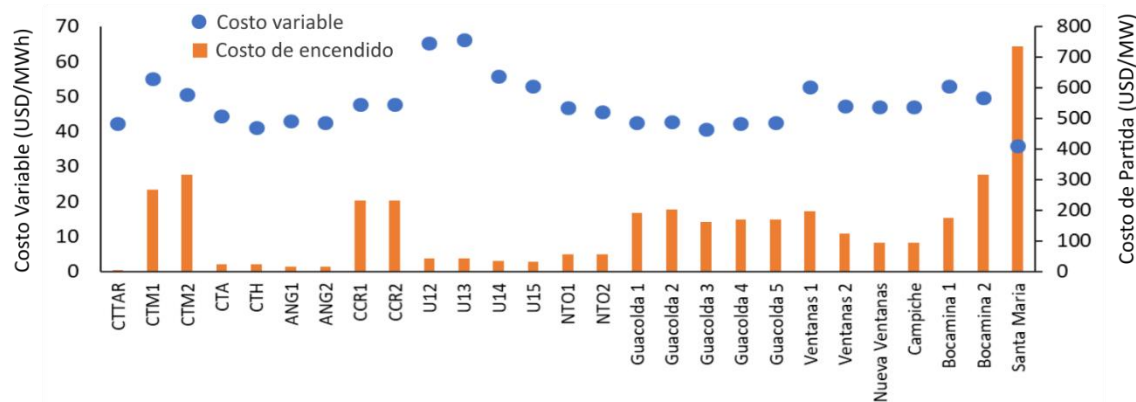


Figura 23: Costo variable y costo de encendido (septiembre 2018). Fuente: Elaboración propia.

Las cinco unidades de menor consumo específico se encuentran en el rango de 0,352 y 0,376 ton/MWh. Por su parte, las cinco unidades de consumo específico más elevado se encuentran en el rango de 0,415 y 0,463 ton/MWh. La mediana es 0,384 ton/MWh. Por otra parte, las cinco unidades de menor costo variable se encuentran en el rango de 36,85 y 42,35 USD/MWh (septiembre 2018). En contraste, las cinco unidades de mayor costo variable se encuentran en el rango de 52,91 y 66,14 USD/MWh.

2. Compromisos comerciales respaldados por centrales termoeléctricas a carbón

Desde el punto de vista comercial, las centrales a carbón se utilizan para respaldar el suministro eléctrico de clientes regulados y no regulados. La Figura 24 ilustra el volumen de energía comprometido y fecha de vencimiento de contratos con clientes libres que pueden ser asociados, directamente, a activos de generación a carbón⁵⁴.

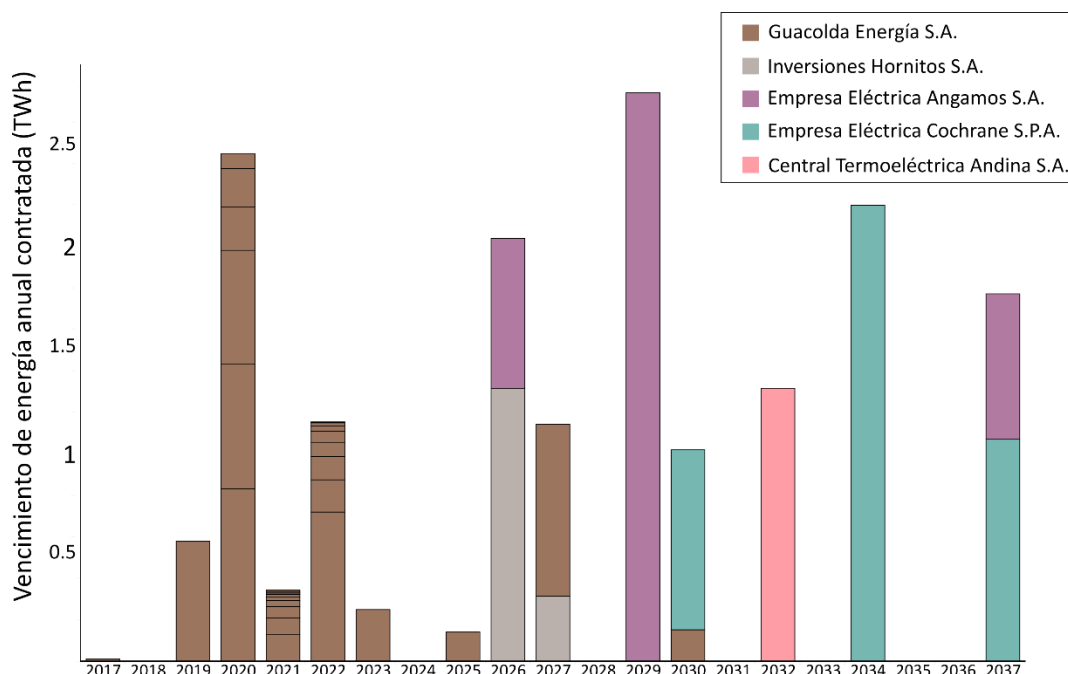


Figura 24: Vencimiento esperado de contratos entre centrales a carbón y clientes libres durante el periodo 2017-2037
(Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional)

Adicionalmente, durante las últimas cuatro licitaciones reguladas de suministro que ha desarrollado la CNE se han adjudicado contratos a oferentes que han informado en sus documentos administrativos la intención de respaldar el contrato con activos de generación a carbón.

En la Licitación 2013/03 - Segundo Llamado, E-CL (Engie) presentó el proyecto Infraestructura Energética Mejillones (IEM) con el propósito de efectuar aportes de electricidad al Sistema Eléctrico Nacional durante el Período de Suministro correspondiente al Bloque de Suministro N° 3, vigente desde el 1 de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2032.

En la Licitación 2015-01, Endesa se adjudicó el suministro de parte del Bloque de Suministro N° 3, vigente desde el 1 de enero de 2022 hasta el 31 de diciembre de 2041. Dentro de los antecedentes entregados para respaldar la propuesta se incluye un portafolio variado de centrales existentes, entre las cuales se encuentre Bocamina I y II.

Por su parte, en la Licitación 2017, Endesa se adjudicó parte de un Bloque de Suministro vigente desde el 1 de enero de 2024 hasta el 31 de diciembre de 2043. Dentro de los antecedentes entregados para

⁵⁴ Catastro de contratos del Coordinador Eléctrico Nacional (junio 2018)

respaldar la propuesta también se incluye un portafolio de generación que contempla a las centrales Bocamina I y II.

3. Compromisos de financiamiento (deuda)

De acuerdo a información pública de las compañías⁵⁵, la mayor parte de la deuda utilizada para financiar proyectos termoeléctricos tendría una duración inferior a 15 años, contabilizados desde el 2018. Sólo una empresa tendría compromisos de deuda en plazos superiores a 20 años.

4. Impactos ambientales: Emisiones atmosféricas

La operación de las centrales se debe realizar de manera que permita cumplir los requerimientos definidos en los instrumentos de gestión ambiental vigentes, particularmente las Normas de Calidad Ambiental, Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas, Planes de Descontaminación Atmosféricos, y Resoluciones de Calificación Ambiental.

El análisis de los instrumentos de gestión ambiental vigentes para las centrales termoeléctricas fue desarrollado previamente por inodú para el Ministerio de Energía en el Estudio “Flexibilidad de Operación de Centrales Termoeléctrica Chilenas con los Instrumentos de Gestión Ambiental Vigentes” el año 2017. Particularmente, en el estudio se analiza la interacción entre los requerimientos definidos a distintos niveles.

En un primer nivel, se debe verificar el cumplimiento normativo asociado al DS N° 13/2011 del Ministerio de Medio Ambiente que establece norma de emisión para centrales termoeléctricas; esto se verifica en la chimenea. En segundo lugar, se debe verificar cumplimiento de tasas de emisión en la chimenea que eventualmente hayan sido definidas en la resolución de calificación ambiental (RCA). En tercer lugar, se debe verificar el cumplimiento de tasas de emisión o emisiones totales del complejo de centrales, que eventualmente estén definidos en la resolución de calificación ambiental. Finalmente, se debe verificar el cumplimiento de niveles de concentración de emisiones a nivel comunitario en zona afectada debido a requerimientos de norma primaria de calidad de aire y plan de descontaminación (en caso de ser aplicable).

⁵⁵ Información de AES Gener:

<https://www.aesgener.cl/inversionistas/Paginas/DetalleDestacados.aspx?IDs=38>

<https://www.aesgener.cl/inversionistas/Conference%20Call/AES%20Gener%204Q%202017%20Earnings%20Report.pdf>

Información de Engie:

<http://www.feller-rate.cl/general2/corporaciones/engie1712.pdf>

http://www.svs.cl/documentos/pueag/crcr/recr_2017070119601.pdf

Información de Enel:

<http://www.enelgeneracion.cl/ES/CONOCENOS/GOBIERNO/Memorias%20Anuales/Memoria2017EnelGeneracion.pdf>

Información de Colbún:

https://www.colbun.cl/wp-content/uploads/2016/08/memoria-colbun_EEFF_2017_abril-11_pag.pdf

Particularmente, la norma de emisión para centrales termoeléctricas, DS N° 13/2011 del Ministerio de Medio Ambiente, tiene como objetivo prevenir y controlar emisiones al aire de Material Particulado (MP), Dióxido de Azufre (SO₂), Óxidos de Nitrógeno (NO_x) y Mercurio (Hg) provenientes de termoeléctricas. Se aplica a unidades de generación eléctrica con una potencia térmica mayor o igual a 50 MWt (considerando el límite superior del valor energético del combustible). A través del control del material particulado, la norma busca de manera indirecta la remoción de metales pesados como Mercurio, Vanadio y Níquel.

A modo de referencia, en la Figura 25 se presenta las emisiones promedio horarias de CO₂, NO_x, PM, y SO₂ que típicamente podría tener una central a carbón durante un periodo de un año, que involucra operación en régimen, horas de encendido y horas de apagado. En cada gráfica se presenta, en el eje vertical, las emisiones (en ton/MWh para el caso de CO₂ y mg/Nm³ para el caso de NO_x, PM, y SO₂); y, en el eje horizontal, la generación o potencia a la cual está siendo despachada la unidad (P_{nominal} representa la potencia máxima de la unidad). También se presenta el límite de emisiones que, de acuerdo al DS 13, aplica a una central a carbón existente. Es crítico notar que el desempeño del control de emisiones de NO_x, PM, y SO₂ dependerá en gran medida de los sistemas de control de emisiones instalados. Se debe tener en consideración las complejidades asociadas al control y medición de emisiones durante los procesos de partida de una central⁵⁶.

La Tabla 4 sintetiza los sistemas de control de emisiones instalados en Chile. Por su parte, la Figura 26 sintetiza las emisiones totales anuales durante el año 2017 de las centrales a carbón instaladas en Chile.

⁵⁶ Más información en el Estudio “Flexibilidad de Operación de Centrales Termoeléctrica Chilenas con los Instrumentos de Gestión Ambiental Vigentes” desarrollado por inodú para el Ministerio de Energía el año 2017.

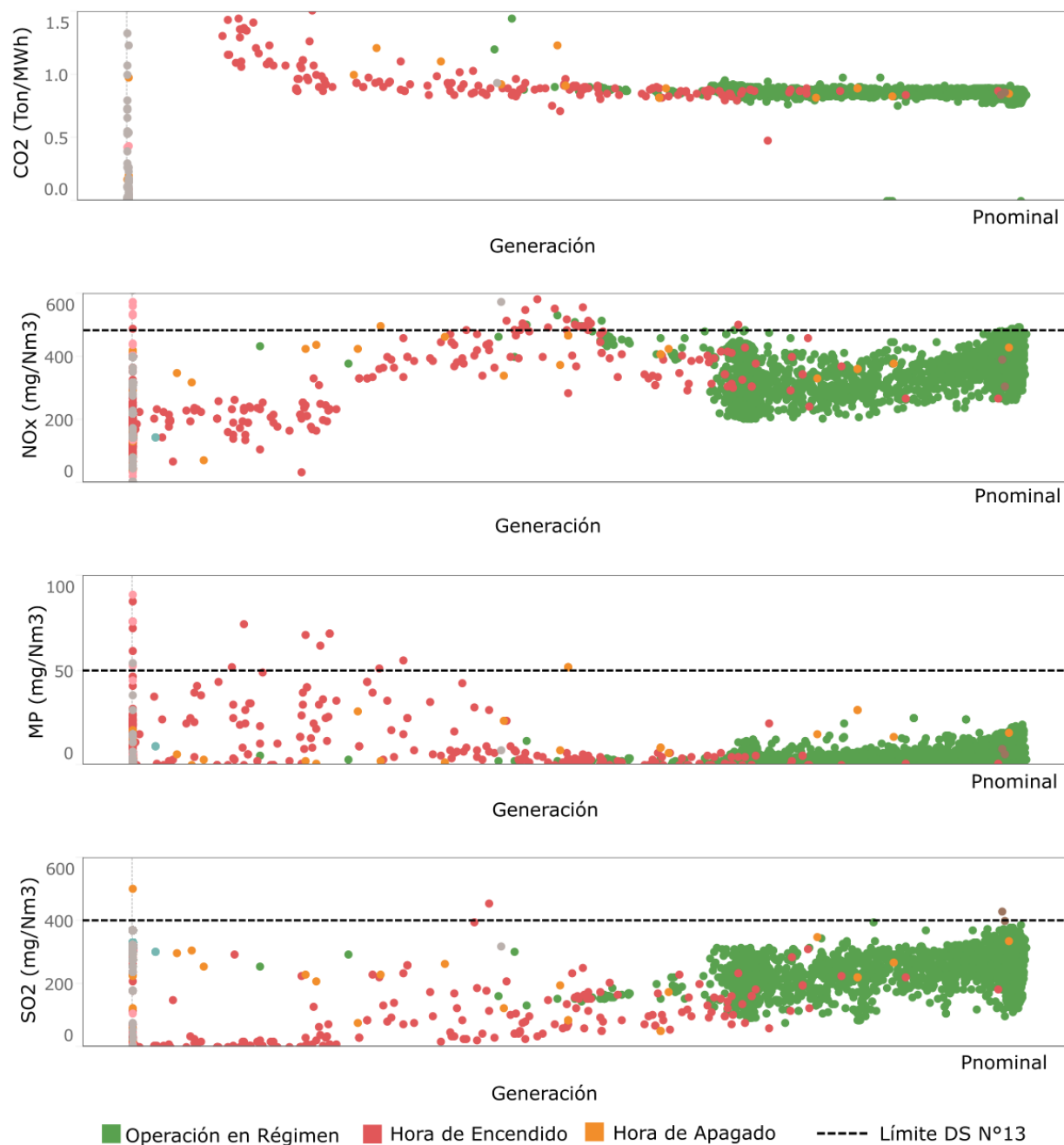


Figura 25: Emisiones referenciales de una central a carbón con requerimiento de límite de emisiones según clasificación de central existente de acuerdo al DS 13. (Fuente: Elaboración Propia con datos reportados a la SMA)

Tabla 4: Sistemas de control de emisiones instalados en las unidades a carbón (Fuente: Elaboración propia en base a información SMA)

Unidad	Control de MP (Eficiencia, Flujo de diseño)	Control de SO ₂ (Eficiencia, Flujo de diseño)	Control de NO _x (Eficiencia, Flujo de diseño)
CTTAR	Filtro de mangas (99,6%, 1150k m ³ /h)	FGD	
U12	Filtro de mangas (99,95%, 370k m ³ /h)	FGD seco (87,86%, 450k m ³ /h)	Quemadores Low NO _x
U13	Filtro de mangas (99,95%, 370k m ³ /h)	FGD seco (87,86%, 450k m ³ /h)	Quemadores Low NO _x
U14	Filtro de mangas (99,95%, 570k m ³ /h)	FGD seco (87,86%, 570k m ³ /h)	Quemadores Low NO _x
U15	Filtro de mangas (99,95%, 570k m ³ /h)	FGD seco (87,86%, 570k m ³ /h)	Quemadores Low NO _x
NT01	Filtro de mangas (45 mg/Nm ³ 580k Nm ³ /h)	FGD seco (95%, 580kNm ³ /h)	Quemadores Low NO _x (500 mg/m ³)
NT02	Filtro de mangas (45 mg/Nm ³ 580k Nm ³ /h)	FGD seco (95%, 580kNm ³ /h)	Quemadores Low NO _x (500 mg/m ³)
CCR1	Filtro de mangas (99,9973%, 1228k m ³ N/h)	FGD seco (90,9441%, 1269k m ³ N/h)	SCR (50%, 785k m ³ N/h)
CCR2	Filtro de mangas (99,9973%, 1228k m ³ N/h)	FGD seco (90,9441%, 1269k m ³ N/h)	SCR (50%, 785k m ³ N/h)
ANG1	Filtro de mangas (99,99%, 1375k m ³ /h)	FGD (88,6%, 1375k m ³ /h)	
ANG2	Filtro de mangas (99,99%, 1375k m ³ /h)	FGD (88,6%, 1375k m ³ /h)	
CTM1	Filtro de mangas (99,95%, 560k m ³ /h)	FGD seco (76,44%, 560k m ³ /h)	Quemadores Low NO _x
CTM2	Filtro de mangas (99,95%, 600k m ³ /h)	FGD seco (76,44%, 600k m ³ /h)	Quemadores Low NO _x
CTA	P. Electrostático (99,9%, 520k m ³ /h)	Inyección de caliza (99,9%, 520k m ³ /h)	L. fluidizado mantiene baja T° de caldera.
CTH	P. Electrostático (99,9%, 520k m ³ /h)	Inyección de caliza (99,9%, 520k m ³ /h)	L. fluidizado mantiene baja T° de caldera.
IEM	P. Electrostático o F. de mangas	FGD húmedo	Quemadores Low NO _x y SCR
Guacolda 1	Filtro de mangas (99,85%, 610km ³ N/h)	FGD seco (91,0%, 610 km ³ N/h)	SCR (89,91%, 610 km ³ N/h)
Guacolda 2	Filtro de mangas (99,85%, 610km ³ N/h)	FGD seco (91,0%, 610 km ³ N/h)	n/a
Guacolda 3	P. Electrostático (99,85%, 638k m ³ N/h)	FGD húmedo (90,5%*, 618k m ³ N/h)	Quemadores Low NO _x (30%**)
Guacolda 4	Filtro de mangas (99,85%, 610k m ³ N/h)	FGD seco (87,5%, 610k m ³ N/h)	SCR (83%, 567k m ³ /h)
Guacolda 5	P. Electrostático (99,9%, 617km ³ N/h)	FGD húmedo (90,5***, 572k m ³ N/h)	SCR (83,30%, 463k m ³ N/h)
Ventanas 1	Filtro de mangas (99,9%, 500k m ³ /h)	FGD CDS (90%, 500k m ³ /h)	Quemadores Low NO _x (~50%)
Ventanas 2	Filtro de mangas (99,9%, 1055k m ³ /h)	FGD SW (80%, 1055k m ³ /h)	Quemadores Low NO _x (45%, 1095k m ³ /h)
Nueva Ventanas	Filtro de mangas (99,99%, 936k m ³ /h)	FGD SDA (74,5%, 912k m ³ /h)	Quemadores Low NO _x (50%, 936k m ³ /h)
Campiche	Filtro de mangas (99,99%, 936k m ³ /h)	FGD SDA (74,5%, 912k m ³ /h)	Quemadores Low NO _x (50%, 936k m ³ /h)
Bocamina 1	Filtro de mangas (99%, 700k m ³ /h)	FGD SDA	
Bocamina 2	Filtro de mangas (99%, 1303 m ³ /h)	FGD (98%, 1215k m ³ /h)	
Santa María	P. Electrostático (99,7%, 1500 m ³ /h)	FGD húmedo (78%, 1500k m ³ /h)	Quemadores Low NO _x (50%, 1500k m ³ /h)

SCR: Selective Catalyst Reduction

FGD: Flue Gas Desulphurization

SW: Sea Water

SDA: Spray-dry Absorber

CDS: Circulating Dry Scrubber

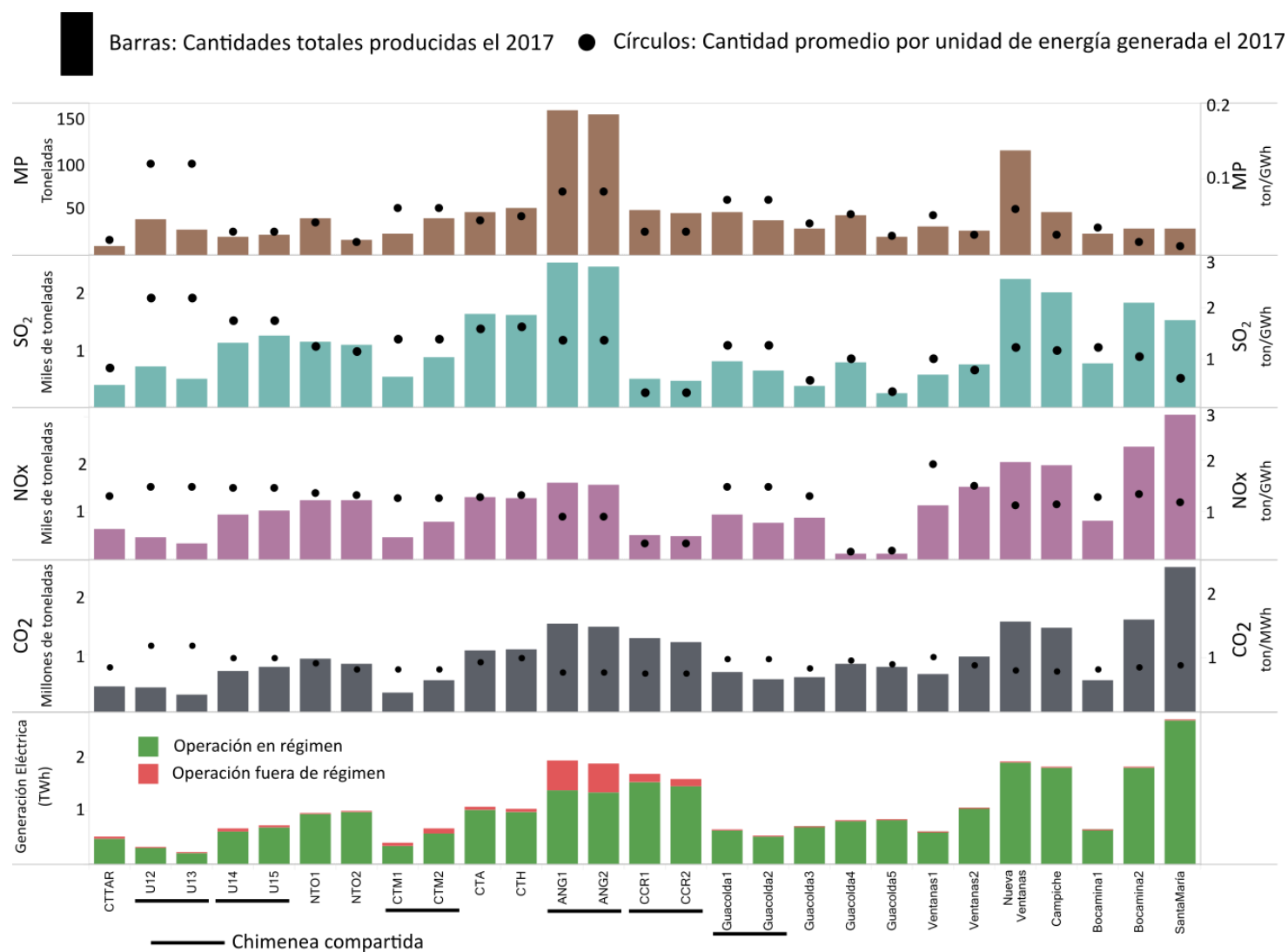


Figura 26: Emisiones de las unidades durante el año 2017 (Fuente: Elaboración propia en función de datos reportados a la SMA)⁵⁷

⁵⁷ La operación fuera de régimen corresponde a hora de encendido, hora de apagado, y horas reportadas como falla.

5. Impactos ambientales: Uso de agua

Todas las centrales a carbón en Chile utilizan agua de mar para el proceso de enfriamiento.

Las centrales a carbón en Chile retiran, en promedio, 131 m³/MWh de agua de mar si posee un sistema de enfriamiento abierto, y 5,7 m³/MWh si el sistema es cerrado⁵⁸. La cantidad de agua requerida para enfriamiento depende del tamaño de la central, su eficiencia, y el tipo de sistema de enfriamiento — independiente del tipo de combustible utilizado. Aproximadamente el 95% del agua retirada se utiliza para enfriamiento de la central⁵⁹. En su mayoría, el agua de mar se capta en las centrales a carbón mediante sifones invertidos.

Los efectos ambientales del uso del agua de mar por plantas termoeléctricas han sido ampliamente estudiados. Los impactos ambientales pueden asociarse tanto al proceso de captación de agua, como a las descargas de las aguas utilizadas en el proceso. La emisión de contaminantes asociadas a descargas de residuos líquidos en aguas marinas y continentales superficiales se regula mediante el DS N° 90/2000 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia. Los requerimientos ambientales asociados a la captación de agua no están regulados. No obstante, el Ministerio de Energía, en conjunto con la Subsecretaría de Pesca, y otros grupos de interés, han trabajado en elaborar una guía de buenas prácticas para uso de agua en centrales termoeléctricas⁶⁰ y una propuesta de regulación específica para dar mayor certeza respecto de los requerimientos asociados a la succión de agua en centrales termoeléctricas y otros sectores que succionan agua desde aguas territoriales y marítimas.

A modo de síntesis, se debe tener en consideración que la operación del sistema de captación de agua de una central termoeléctrica puede producir efectos de atrapamiento y arrastre de especies hidrobiológicas con un efecto en la dinámica de la población del hábitat costero si el sistema de captación no es diseñado y gestionado apropiadamente⁶¹. Los peces, macroinvertebrados nectónicos, plancton, y en menor medida organismos bentónicos, son las comunidades biológicas susceptibles a los efectos de atrapamiento y arrastre de sistemas de captación de agua de diversas instalaciones industriales.

⁵⁸ Para una central con sistema de enfriamiento abierto el retiro mínimo de agua observado es 81,5 m³/MWh y el retiro máximo es 218,8 m³/MWh.

⁵⁹ Más información en el estudio “Estudio de Antecedentes Técnicos, Económicos, Normativos y Ambientales de Tecnologías de Centrales Termoeléctricas y sus Sistemas de Refrigeración,” desarrollado por inodú para el Ministerio de Energía el año 2014.

⁶⁰ La guía fue publicada en diciembre de 2016. Puede ser descargada desde el siguiente link: http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/ucm/publicaciones/Guia_Buenas_Practicas_Termoelectrica.pdf

⁶¹ Se define el arrastre como el efecto de movilizar organismos presentes en el cuerpo de agua a través del sistema de captación de agua, hacia el proceso industrial, para ser posteriormente devueltos al cuerpo de agua. Por su parte, el atrapamiento es el efecto de movilizar organismos presentes en el cuerpo de agua hacia la rejilla o filtro de protección y atraparlos en dicho elemento.

Tanto el atrapamiento como el arrastre están directamente relacionados con la selección del emplazamiento del punto de succión, el flujo o volumen de agua succionado, la velocidad de succión, la definición de las características de la rejilla de protección del sistema de captación, y ciertas características de los organismos presentes en área de influencia del sistema de captación. La Figura 27 sintetiza los aspectos de diseño ingenieril y aspectos biológicos que influyen en la mortalidad generada por la succión de agua de mar.⁶²

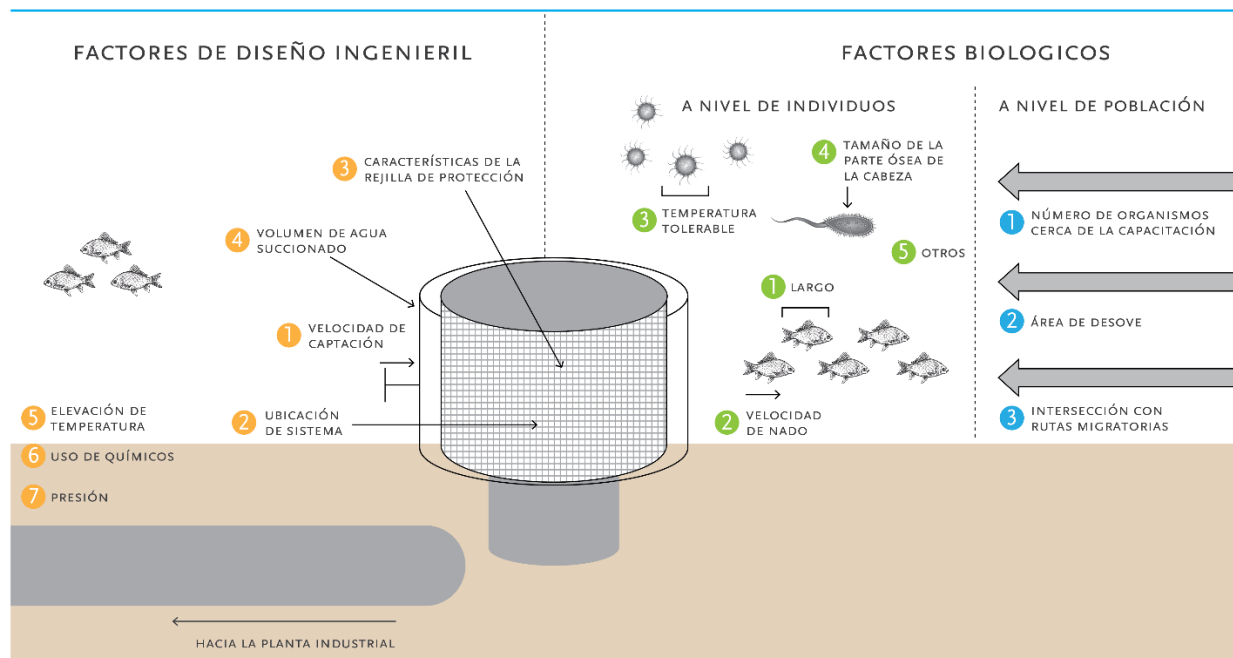


Figura 27: Aspectos de diseño ingenieril y aspectos biológicos que influyen en la mortalidad generada por la succión de agua de mar (Fuente: Elaboración propia)

El arrastre de organismos en etapas tempranas de su ciclo de vida corresponde a un desafío mayor debido a la naturaleza pasiva de huevos y larvas, y debido al supuesto conservador de mortalidad por arrastre igual a 100%. Por lo tanto, los reguladores generalmente han puesto más énfasis al impacto por arrastre. No obstante, dependiendo del proceso industrial utilizado⁶³ es posible encontrar cierta tasa de sobrevivencia de los organismos arrastrados⁶⁴.

⁶² Para más información se sugiere revisar: "Implementación de la metodología de estimación del impacto por succión de recursos hidrobiológicos para proyectos sometidos al SEIA, preparado por inodú para la Subsecretaría de Pesca el año 2017. Particularmente, el infome A. Link: <http://www.subpesca.cl/fipa/613/w3-article-96194.html>

⁶³ Proceso de desalación de agua, central termoeléctrica con sistema de enfriamiento cerrado mediante torre de enfriamiento o central termoeléctrica con sistema de enfriamiento abierto

⁶⁴ Para sistemas de desalinización o centrales termoeléctricas con sistema de enfriamiento cerrado se puede utilizar 100% de mortalidad por arrastre. Para centrales termoeléctricas con sistema de enfriamiento abierto se ha observado una tasa de sobrevivencia, que depende del contexto medioambiental, de diseño y operacional de la planta.

Diversas tecnologías, utilizadas de manera aislada o combinada, tienen el potencial de reducir el atrapamiento y el arrastre de organismos de manera significativa. La efectividad biológica y la factibilidad de aplicación son altamente dependientes de las condiciones particulares del emplazamiento y del tipo de organismos que se desean proteger. En el estudio “Estudio de Antecedentes Técnicos, Económicos, Normativos y Ambientales de Tecnologías de Centrales Termoeléctricas y sus Sistemas de Refrigeración,” desarrollado por inodú para el Ministerio de Energía el año 2014, se presentó un catastro de las tecnologías de protección de sistema de captación utilizados por centrales termoeléctricas en Chile.

A modo de ejemplo, la aplicación de 10 filtros cilíndricos de 4 mm de abertura, instalados en la Central Santa María en la Bahía de Coronel, ha sido monitoreada y verificada por estudios realizados por la Universidad de Concepción, que indican los siguientes resultados (Hernández, 2014):

Tabla 5: Eficiencia de Cylindrical Wedge Wire Screens instalados en Santa María (Fuente: Adaptado de Hernández, 2014)

Componente analizado	Eficiencia del filtro
Macrofauna	98,30%
Biomasa	99,20%
Macroalgas	99,23%
Peces	99,80%
Moluscos	96,90%
Crustáceos	99,90%
Algas verdes	96,84%
Algas rojas	99,95%
Algas pardas	95,45%
Otros organismos	96,90%

Existe una variedad de métricas para estimar el riesgo derivado de la mortalidad por efectos de atrapamiento y arrastre en sistemas de captación de agua. Mientras las pérdidas de huevos y larvas derivadas del efecto de arrastre podría ser un número alto, la medición de dicha pérdida no considera la tasa de sobrevivencia natural de especies hidrobiológicas en una etapa temprana del ciclo de vida; por lo tanto, es necesario considerar la conversión del número de organismos arrastrados y atrapados en un número equivalente de adultos. La métrica de pérdidas equivalentes a adulto se utiliza para referenciar las pérdidas de individuos a una edad equivalente específica dentro del ciclo de vida de las especies hidrobiológicas de interés (por ejemplo, 1 año). Esto permite hacer una comparación con mayor fundamento en términos del riesgo de afectación de la especie.⁶⁵

⁶⁵ Para más información se sugiere revisar: “Implementación de la metodología de estimación del impacto por succión de recursos hidrobiológicos para proyectos sometidos al SEIA, preparado por inodú para la Subsecretaría de Pesca el año 2017. Particularmente, los infomes C y D. Link: <http://www.subpesca.cl/fipa/613/w3-article-96194.html>

6. Residuos sólidos de la combustión y del control de emisiones

La operación de una central a carbón con sistemas de control de emisión de material particulado y de dióxido de azufre tiene tres fuentes significativas de residuos sólidos de la combustión, las que se caracterizan a continuación junto a sus impactos [4] [5]:

- Cenizas volantes (*fly ash*): Polvo fino formado por partículas sólidas livianas que son transportadas en los gases de combustión y que escapan a la caldera. Se componen en su mayoría de óxidos de aluminio, silicio, hierro y calcio entre 1 y 100 micrones de diámetro (típicamente alrededor de 25 micrones). Puede contener trazas (<1% en total) de algunos metales pesados que se pueden encontrar en el carbón, como arsénico (As) o selenio (Se) cristalizados, plomo (Pb), cadmio (Cd), además de varios metales y mercurio (Hg).
- Cenizas de fondo (*bottom ash y boiler slag*): Partículas porosas de entre 0.1 mm y 50 mm de diámetro que se depositan en las paredes y fondo de la caldera, las que son removidas cada cierto tiempo. También se componen en su mayoría de óxidos de aluminio, silicio, hierro y calcio, amorfos o cristalinos. Pueden contener también trazas de metales, como cromo (Cr), níquel (Ni), zinc (Zn), arsénico (As), selenio (Se), cadmio (Cd), antimonio (Sb), mercurio (Hg) y plomo (Pb), dependiendo del origen y composición química específica del carbón utilizado [6].
- Productos del sistema de desulfurización de gases de escape: Los sistemas de desulfurización (*Flue Gas Desulfurizers* o FGDs) producen distintos desechos al operar, los que son no peligrosos. Los FGDs húmedos producen yeso, el que se puede comercializar y utilizar en elementos de construcción. Los FGD secos producen sulfato de calcio, un compuesto sólido y estable a temperatura ambiente que es capturado en los sistemas de control de material particulado de las centrales termoeléctricas, junto a las cenizas volantes, para luego ser enviado a los vertederos de cenizas.

En EEUU, la EPA regula los desechos de la combustión del carbón como residuos no peligrosos [7] [8]. En Europa, múltiples compañías han reportado estudios y pruebas a la European Chemicals, cuyos resultados las clasifican como desechos no peligrosos para mamíferos y para ambientes acuáticos [9]. De manera similar, mediante el DS 148 de 2003, artículo 90, el Ministerio de Salud define las “cenizas volátiles de centrales eléctricas de carbón” como residuos peligrosos *solo* si es que contienen ciertos constituyentes - especificados en el Decreto- “en concentraciones que hagan que el residuo presente alguna característica de peligrosidad”⁶⁶ [10]. Si es que dicha condición no se cumple, se catalogan como residuos no peligrosos⁶⁷, el que ha sido el caso de todas las centrales de carbón en operación en Chile según sus Estudios de Impacto Ambiental y anexos asociados.

⁶⁶ Las características de peligrosidad se definen como toxicidad aguda, toxicidad crónica, toxicidad extrínseca, inflamabilidad, reactividad y corrosividad (artículo 11).

⁶⁷ La prueba estándar para determinar esta peligrosidad en los EEUU es la *Toxicity Characteristic Leaching Procedure*, que usan laboratorios en todo el mundo para testear peligrosidad de desechos sólidos.

Los residuos sólidos de la combustión y desulfurización tienen múltiples aplicaciones en el sector de la construcción y geotecnia, con la condición de que hayan sido transportados y almacenados de manera independiente. Las cenizas volantes y el yeso se pueden utilizar en la producción de cemento, concreto y paneles estructurales. Además, junto a las cenizas de fondo, pueden ser usados como material de relleno en construcción, como agregado en la construcción de caminos, estabilizadores de suelos y relleno de minas, entre otros usos.

Los residuos que no son reutilizados se almacenan en depósitos secos o húmedos. En Chile la totalidad de los depósitos son de tipo seco. Las cenizas almacenadas pueden potencialmente ser expuestas al ambiente o a personas por tres medios:

- Levantamiento de polvo. La exposición al aire durante el transporte y almacenamiento de cenizas puede permitir que una fracción se suspenda en el aire y sea arrastrada por el viento. Este polvo podría ser inhalado por trabajadores de las faenas mismas o por pobladores cercanos. Esto es mitigado y evitado mediante la humectación de las cenizas para su transporte y almacenamiento y con cubiertas protectoras del depósito a medida que este se llena: capas de tierra compactada, arcilla, membranas poliméricas o vegetación.
- Lixiviados. La acumulación de agua en los depósitos de ceniza puede potencialmente producir lixiviados que infiltren el subsuelo y lleguen a aguas subterráneas o que escurran por la superficie hasta algún cuerpo de agua. Estas infiltraciones son usualmente evitadas o mitigadas con el uso de revestimientos en los vertederos, sistemas de recolección de lixiviado, sistemas de control de aguas lluvia, entre otros. Es relevante notar que los lixiviados de cenizas de la combustión del carbón no presentan rasgos de toxicidad en ninguna central en operación en Chile.
- Pérdida de estabilidad del depósito. Si falla la estabilidad estructural de un depósito, se podrían descargar grandes cantidades de ceniza a un cuerpo de agua. No obstante, este riesgo es pequeño en los vertederos utilizados en Chile, ya que son todos de tipo seco y bajo la línea base del terreno (no elevados). Solo a modo ilustrativo, se cita el caso de una tubería de drenaje de aguas lluvias del depósito húmedo de cenizas de la planta Dan River Steam Station en EEUU, que el 2014 vertió entre de 50 mil y 82 mil toneladas de cenizas al río Dan [11].



Figura 28: Accidente de Vertimiento de cenizas al río Dan en Estados Unidos (Fuente: AWMA 2018)⁶⁸

7. Otros insumos

En relación al uso de cal para abatimiento de emisiones, en general, dependiendo de las características del carbón utilizado (particularmente el contenido de azufre) y las características de la central, se utiliza entre 4 y 20 kg/MWh de cal. Entre los proveedores de cal para centrales termoeléctricas se tiene a Inacal, Soprocál, Lhoist, entre otros. El precio de la cal se puede encontrar en el rango de 170 – 400 USD/Ton.

Adicionalmente, se utilizan múltiples insumos líquidos que pueden causar contaminación del sitio si es que son liberados al ambiente, como los derivados del petróleo o insumo químicos catalogados como sustancias peligrosas por el DS 148 de 2003 debido a su toxicidad, inflamabilidad, reactividad y/o corrosividad. La Tabla 6 describe algunas de estas sustancias típicas.

Tabla 6: Sustancias peligrosas utilizadas por centrales a carbón

Sustancia	Uso	Clase Norma Chilena
Combustibles derivados del petróleo	Procesos de partida	Inflamable
Hidracina	Desmineralización de agua	Tóxico
Ácido sulfúrico	Desmineralización de agua	Corrosivo
Soda cáustica	Desmineralización de agua	Corrosivo
Fosfatos disódicos y trisódicos	Desmineralización de agua	Tóxico (No clasificado en NCh)

Si bien los equipos, estructuras de transporte y almacenamiento de los insumos líquidos peligrosos se diseñan, operan y mantienen con el fin de evitar el contacto de estas sustancias con el ambiente, pueden ocurrir accidentes durante la operación de la planta que produzcan derrames o filtraciones de estas sustancias al suelo o a cuerpos de agua. Los operadores de las centrales usualmente tienen planes de contingencia para controlar y remediar los impactos de estos accidentes, pero un historial de accidentes puede indicar potencial contaminación remanente en el sitio.

Ciertos insumos como, por ejemplo, pinturas, que contienen asbestos podrían haber sido utilizados en la construcción e instalación original de algunas centrales antiguas. En estos casos, esos compuestos están

⁶⁸ “Coal Combustion Residuals – Past, Present and Future” AWMA 2018

fijados en las estructuras e instalaciones de la central y deben manejarse cuidadosamente al momento de realizar un posible desmantelamiento, como se describe en la Sección 6.3.

8. Uso de infraestructura portuaria de terceros

Dependiendo del caso, se utilizan instalaciones propias o de terceros. La siguiente tabla sintetiza los casos en que se utiliza infraestructura portuaria de terceros para la descarga de carbón.

Tabla 7: Centrales que utilizan muelles de terceros para descarga de carbón

Central	Empresa que provee el servicio	Otros usos
Tarapacá	Terminal Marítimo Patache (de Compañía Minera Cordillera)	Compañía Minera Cordillera embarca sal. Actualmente el puerto tiene capacidad de carga de sal, carbón y ácido sulfúrico. ⁶⁹
Nueva Tocopilla	Engie (Muelle de Central Tocopilla)	Engie (para carbón de Complejo Termoeléctrico Tocopilla), Oxy Chile, Copec.
Cochrane Angamos	Terminal Graneles del Norte S.A. (filial de Puerto Angamos)	100% utilizado para AES Gener
Ventanas	Puerto Ventanas (filial de Sigdo Koppers)	El puerto se utiliza también para clientes como Codelco (Andina, Teniente, Ventanas), Anglo American, Melón, Importadora de Granos G9, Graneles de Chile, ADM, Enx y Enap
Bocamina	Portuaria Cabo Froward (del Grupo de Empresas Navieras SA)	Bocamina representa el 30% del tonelaje transferido el 2017 en muelles de Coronel ⁷⁰ . Otros usos con clientes en área forestal, hidrocarburos, Industrial (cemento y aceite de pescado), Agroindustrial y Acuicola.
Santa María	Terminal granelero de la empresa Puerto Coronel	El muelle fue diseñado para transporte de graneles y carbón. Hasta el momento se utiliza en un 100% para alimentar a Central Santa María

El único puerto/muelle que es propiedad de una empresa de generación y que solo otorga servicios a la misma empresa es el Terminal Puerto Andino. Este es el muelle en el cual se descarga carbón y piedra caliza para la operación del complejo Mejillones de la empresa Engie, que es dueña del puerto a través de su filial Central Termoeléctrica Andina.

9. Empleo

Una central termoeléctrica es fuente de empleo para la economía de la comunidad donde se inserta. De acuerdo a una encuesta realizada a las empresas generadoras, se estima que a nivel nacional existen aproximadamente 4100 empleos permanentes en centrales termoeléctricas a carbón, además de al menos 1500 indirectos esporádicos. En términos generales, estos empleos entregan mejores sueldos y mayores oportunidades de desarrollo laboral que otros de la zona; en especial, los empleos directos. Dependiendo de la central, entre un 3% y 67% de los trabajadores de una central a carbón vive en la misma comuna donde está emplazada la central.

⁶⁹ Otros usuarios: Compañía Minera Cordillera. Actualmente tiene capacidad de carga de sal, carbón y ácido sulfúrico. Más información en: <http://www.tmp.cl/caracteristicas.htm>

⁷⁰ Fuente: <http://www.froward.cl/qsomos/fecus/2017/Memoria%20PCF%202017.pdf>

La Tabla 8 presenta los empleos directos, indirectos permanentes e indirectos esporádicos promedio generados por las distintas centrales termoeléctricas a carbón. Es importante notar que la cantidad y composición de los empleos en cada central depende del tamaño y número de las unidades, infraestructura y equipos propios, esquemas de contratación de cada empresa, entre otros factores.

Tabla 8: Empleo asociado a las centrales termoeléctricas a carbón (Fuente: Elaboración propia)⁷¹

	Empleados directos	Empleados indirectos permanentes	Empleados indirectos esporádicos
Promedio	154	264	425
Mínimo	50	117	74
Máximo	298	442	611

10. Impuesto a las emisiones

La generación eléctrica produce aproximadamente un 30% de las emisiones de gases de efecto invernadero de Chile. El año 2017 comenzó a aplicarse el impuesto a emisiones al aire establecido en el artículo 8° de la ley 20.780, mediante el cual no sólo se gravan las emisiones de dióxido de carbono (CO₂), sino también las emisiones de material particulado (MP), óxidos de nitrógeno (NO_x) y dióxido de azufre (SO₂).

El primer pago de los impuestos asociado a emisiones de termoeléctricas, a nivel global, permitió una recaudación de USD 191 millones el año 2017, de los cuales un 88% se explica por emisiones de CO₂, un 8% por emisiones de material particulado, un 3% por emisiones de NO_x y un 1% por SO₂⁷². Aproximadamente 135 millones de dólares se explican por la operación de centrales termoeléctricas a carbón y petcoke.

11. Impuestos locales

Durante el año 2017, considerando el pago de patentes comerciales, contribuciones, concesión marítima y patentes de camionetas, los complejos de generación termoeléctrica de cada empresa contribuyeron hasta en casi 600 millones de pesos a las Municipalidades de las comunas donde se emplazan.

Los impuestos locales que las empresas generadoras declararon pagar por cada uno de sus complejos de generación el año 2017 equivalieron desde el 0,8% al 17,5% de los presupuestos anuales iniciales de cada Municipalidad. En promedio, cada complejo termoeléctrico de carbón contribuyó en impuestos locales el equivalente a casi el 6% del presupuesto de la Municipalidad de la comuna donde se emplaza⁷³.

12. Producción de agua para terceros

⁷¹ Tomando como referencia una encuesta realizada, como parte del desarrollo de este estudio, a las empresas.

⁷² Insumo para tertulia Un Café por París. Link:

<https://www.4echile.cl/4echile/wp-content/uploads/2018/06/Insumo-para-la-discusi%C3%B3n-Tertulia-5.pdf>

⁷³ Se consideran datos de 3 de las 4 empresas generadoras encuestadas.

Los complejos de Nueva Tocopilla, Angamos – Cochrane, Guacolda actualmente realizan ventas de agua desalada y desmineralizada a pequeña escala mediante camiones aljibe a clientes industriales.

En algunas instalaciones se ha identificado la intención de aumentar la escala de comercialización de agua desalada y desmineralizada. Por ejemplo, a mediano plazo (2 – 5 años), en Angamos – Cochrane se tiene la intención de suministrar clientes sanitarios, industriales y mineros de la zona de Mejillones y Antofagasta con un caudal aproximado de 190 l/s. De la misma forma, en Guacolda se tiene la intención de aumentar la venta a potenciales clientes de la región de Atacama con un caudal aproximado de 1400 l/s. Finalmente, en la zona de Ventanas se tiene la intención de comenzar a comercializar agua a potenciales clientes sanitarios, industriales y mineros de la región de Valparaíso con un caudal aproximado de 500 l/s.

13. Contribución a Equidad Tarifaria

Desde la promulgación de la Ley 20.928 que establece mecanismos de equidad tarifaria de servicios eléctricos, la presencia de centrales de generación en una comuna “intensiva en generación eléctrica” reduce los precios de energía a pagar por los clientes sometidos a regulación de precios que residen en la comuna en cuestión. Esta reducción se calcula según la proporción de la energía del SEN que es producida en una comuna, además de la relación entre capacidad instalada en una comuna y su cantidad de habitantes. El caso más relevante es la comuna de Mejillones, a la que se le asignó un descuento por Reconocimiento a la Generación Local total de 60% a sus precios regulados de energía en el último proceso de fijación de precios de nudo promedio [12]. En la Figura 29 se presenta el descuento al precio de energía atribuible a cada unidad por concepto de equidad tarifaria. En la Tabla 9 se resume descuento total por reconocimiento a la generación local por comuna, el que incluye a todas las fuentes de generación de cada comuna y no solo a las unidades de carbón.

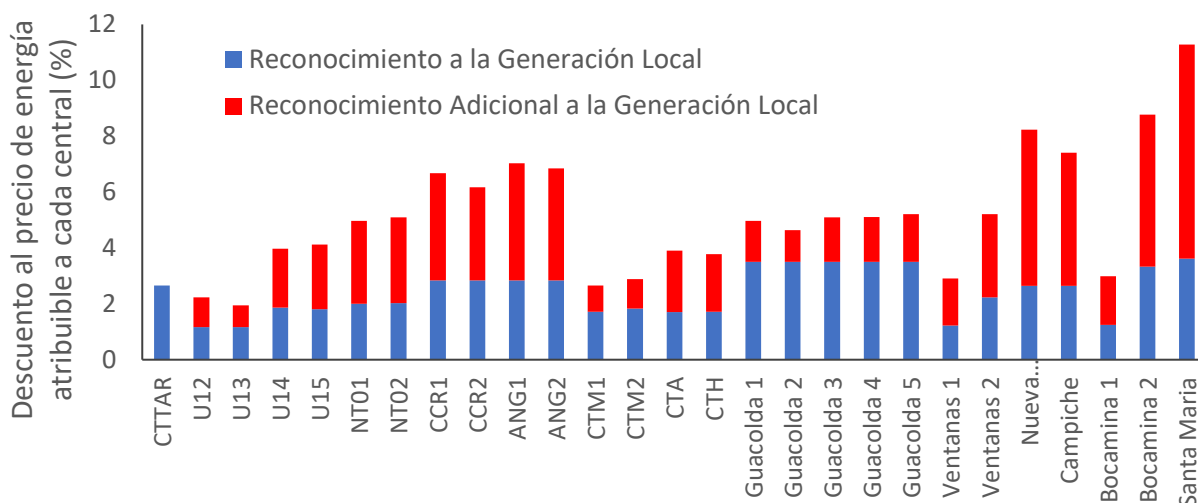


Figura 29: Descuento al precio de energía atribuible a cada central por concepto de equidad tarifaria (Fuente: elaboración propia⁷⁴)

Tabla 9: Descuento total por reconocimiento a la generación local por comuna. Fuente: ITD Precio de Nudo, Julio 2018.

Comuna	Descuento total por reconocimiento a la generación local (%)
Iquique	4,4
Tocopilla	32,5
Mejillones	60,0
Huasco	25,0
Puchuncaví	23,8
Coronel	23,8

14. Información, medios y redes sociales

Frecuentemente se difunde información relacionado a las centrales termoeléctricas en medios y redes sociales.

Es importante tener en consideración que el carácter de los desafíos o disputas medioambientales está fuertemente influenciado por el contexto comunicacional en que emergen. En este contexto, como se presentó en la Figura 21, el rol de los medios de comunicación y redes sociales es crítico.

⁷⁴ Reconocimiento a la Generación Local fue atribuido según la razón entre la capacidad neta de la unidad y la capacidad neta total instalada en la comuna.

Reconocimiento Adicional a la Generación Local fue atribuido según la razón entre la generación de la unidad y la generación eléctrica total de la comuna (últimos 12 meses anteriores al mes en que comenzó el proceso de fijación del Precio de Nudo).

Los desafíos asociados a la descarbonización implican aspectos de diversa complejidad, muchos de ellos interrelacionados, por lo que es importante que los medios cuenten con personal capacitado para informar apropiadamente sobre los desafíos asociados a la reconversión o cierre de las centrales.

En algunos casos, principalmente en redes sociales, se observa la tensión entre reflejar realmente la opinión pública o ser una de las fuentes que la produce o la influencia.

15. Otras iniciativas de aporte a la comunidad local

Los diversos complejos de generación, en distinta escala, contribuyen a las comunidades donde están emplazados mediante la vinculación a organizaciones locales, como juntas de vecinos, clubes deportivos, asociaciones de emprendedores, federaciones de pescadores, entre otras, para desarrollar proyectos de beneficio social. Los aportes entregados por las empresas generadoras encuestadas durante el desarrollo de este estudio son variados, pero en general consisten en presupuestos de cientos de millones de pesos anuales para el desarrollo de:

- Fondos concursables para el fortalecimiento de instituciones sociales, educacionales y deportivas.
- Fondos territoriales para desarrollo de proyectos de mejoramiento urbano.
- Convenios con federaciones de pesca.
- Becas para estudiantes de excelencia.
- Proyectos de infraestructura o reforzamiento escolar para establecimientos educacionales (en tecnología, idioma inglés, etc.).
- Fomento de innovación para emprendimiento económico.
- Vinculación con la comunidad mediante programas de visitas, mesas de trabajo comunales, oficinas de relacionamiento comunitario, entre otros.

El máximo monto anual presupuestado para el desarrollo de aportes locales por las empresas entrevistadas para cada uno de sus complejos asciende a 700 millones de pesos anuales aproximadamente.

5.4 Planes de cierre y/o reconversión de centrales existentes y sus vertederos de cenizas

Aparte del cierre anunciado para las centrales U12 y U13, no se han identificado nuevas iniciativas de reconversión o cierre de las centrales.

Respecto a la legislación vigente, el Artículo 18 del DS 40, del Ministerio de Medio Ambiente, que aprueba el Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, indica que un estudio de impacto ambiental debe incluir:

“La descripción de la fase de cierre, si la hubiere, indicando las partes, obras y acciones asociadas a esta fase. En caso de corresponder, deberá describir las actividades, obras y acciones para:

- *Desmantelar o asegurar la estabilidad de la infraestructura utilizada por el proyecto o actividad;*
- *Restaurar la geoforma o morfología, vegetación y cualquier otro componente ambiental que haya sido afectado durante la ejecución del proyecto o actividad;*
- *Prevenir futuras emisiones desde la ubicación del proyecto o actividad, para evitar la afectación del ecosistema incluido el aire, suelo y agua; y*
- *La mantención, conservación y supervisión que sean necesarias.”*

En el DS 40 también se especifica que se deben describir las medidas planeadas para el cierre y desmantelamiento en el caso de solicitud de permiso de instalación de instalaciones nucleares y radiactivas (art. 134), depósitos de relaves (art. 135), rellenos sanitarios (art. 141), instalaciones de reciclaje o eliminación de residuos peligrosos (art. 144) y en la solicitud de permisos de aprobación de planes de cierre de faenas mineras (art. 137).

El alcance de una Resolución de Calificación Ambiental (RCA) está limitado al proyecto evaluado, por lo que las medidas de cierre comprometidas para una unidad de generación o para un vertedero de cenizas son las que se especifican en la RCA de dichos proyectos⁷⁵. De lo anterior se desprende que una central o un vertedero de cenizas que, por su antigüedad, no cuenten con RCA no tienen un plan de cierre comprometido.

En el Anexo II se presenta un listado de las unidades de generación a carbón junto a la descripción, en caso de ser aplicable, del plan de cierre o abandono indicado en la RCA del proyecto. En síntesis, se puede indicar:

- Siete unidades no tienen RCA asociada al proyecto original.
- A seis de las unidades se les exige en su RCA presentar un plan de cierre cierto tiempo antes de iniciar el abandono (6 meses o 1 año antes).
- Las RCA relativas a las quince unidades restantes indican que lo más probable es que las unidades se reacondicionen o que se reconviertan a otra tecnología de generación. En caso de que se requiera abandonar el sitio, se indica que se desmantelarán y retirarán las estructuras, equipos superficiales y marinos. El detalle de los planes presentados es variado.

⁷⁵ Podrían existir complejos de generación que tengan RCAs para proyectos que modernizan y/o complementan las instalaciones de la unidad de generación, y comprometan medidas de cierre, pero estos casos no fueron estudiados.

6 REGULACIÓN Y RECOMENDACIONES INTERNACIONALES PARA EL PROCESO DE CIERRE Y/O RECONVERSIÓN DE CENTRALES A CARBÓN

En esta sección se presenta, en primer lugar, los antecedentes utilizados para definir, a nivel de país, una política que afecte la operación de centrales a carbón con el objetivo de reducir emisiones de CO₂. Para ello, se considera como referencia el caso de Canadá. Posteriormente, considerando el caso de que un operador que haya decidido reacondicionar o cerrar una unidad específica, se presentan prácticas utilizadas a nivel internacional para definir un nuevo propósito para un complejo de generación. A continuación, se sintetiza el proceso de desmantelamiento, total o parcial, de una Central. Finalmente, se indican prácticas respecto al cierre del vertedero de cenizas.

6.1 Proceso de definición regulatoria para reducir emisiones de CO₂ en el sector generación: El caso de Canadá

En la Sección 4.2 se sintetizaron los principales aspectos relacionados a la regulación implementada por Canadá para reducir emisiones de CO₂ en centrales a carbón. A continuación, se indican los principales aspectos que fueron considerados en el proceso mismo de definición de la regulación. Se enfatizan tres aspectos: definición de límite de emisión, concepto de vida útil, y evaluación de costo – beneficio de la política.

Respecto del límite de emisiones

El estándar de emisión fijo de 420 toneladas de CO₂/GWh fue definido con el fin de impulsar un cambio hacia fuentes bajas en emisiones de CO₂, como energía renovable, gas natural combustionado con alta eficiencia o generación térmica a carbón con sistema de captura y secuestro de carbono. El valor definitivo fue mayor al definido inicialmente, de 375 toneladas de CO₂/GWh. Tras un proceso de consulta inicial hubo consenso entre los distintos grupos de interés en que las unidades de ciclo combinado operando en Canadá no podrían alcanzar un nivel de emisión de 375 toneladas de CO₂/GWh, y la mayoría estuvo de acuerdo en aumentar el límite a 420 toneladas de CO₂/GWh, aunque algunos grupos abogaban por un límite aún mayor, del orden de 500 – 550 toneladas de CO₂/GWh.

Durante el proceso de definición de la política se observó una pugna constante entre grupos de interés. Por ejemplo, representantes de la industria indicaron que, en la medida que la tecnología se desarrollara, el límite de emisión debía ser implementado paulatinamente, en fases. De manera alternativa, organizaciones ambientalistas indicaron que era deseable implementar un límite más exigente, llegando a 375 toneladas de CO₂/GWh.

Es crítico notar que la definición del límite de emisión consideró en detalle el rendimiento de las unidades de ciclo combinado instaladas en el país. Replicar dicho proceso regulatorio en un contexto de alta penetración de renovables variables requeriría también considerar los modos de operación esperados de las centrales de reemplazo al carbón, considerando condición de operación a potencia nominal, operación a mínimo técnico y procesos de partida y detención.

Respecto del concepto de vida útil

Inicialmente se había definido el concepto de vida útil en 45 años, periodo en que se consideró a una central como “antigua”. No obstante, debido a diversas observaciones de representantes de la industria, este valor fue incrementado a 50 años. Bajo los requerimientos de la regulación que se definió inicialmente el año 2012, este parámetro era importante para definir la fecha de inicio de la aplicación del nuevo límite de emisión. No obstante, la modificación que se introdujo el año 2018 indicó que el límite de emisión se debía aplicar a más tardar a partir del año 2030, independiente de si la unidad había o no había cumplido su vida útil para entonces.

En la definición del concepto de vida útil también se observaron posiciones contrapuestas de distintos grupos de interés. El público general que participó del proceso, en conjunto con ciertas organizaciones ambientalistas, abogó por un periodo de vida útil reducido, de manera que las centrales a carbón pudieran retirarse entre el año 2025 y 2030 y así abordar con mayor decisión los desafíos de cambio climático. Por su parte, ciertas organizaciones industriales y representantes del gobierno presentaron su preocupación en los efectos esto pudiera tener sobre los precios de la energía y el riesgo de pérdida de inversión y valor, por lo que argumentaron por un periodo de vida útil de 50 años.

En relación al vencimiento de los contratos de compra y venta de electricidad (PPA), algunos inversionistas, operadores y desarrolladores indicaron que al momento de definir un PPA tenían la expectativa de poder continuar operando la unidad en el mercado de manera de generar ingresos adicionales.

Respecto de la evaluación costo – beneficio de la política

La estrategia del gobierno canadiense para enfrenar el cambio climático está basada en el principio de maximizar las mejoras de desempeño medioambiental minimizando impactos económicos adversos. Se indica que prácticamente sin distinción del contexto de cada país, la industria generación de energía eléctrica está enfrentando un cambio sin precedentes la composición de la matriz de generación. En algunos casos, centrales a carbón están llagando al término de su Vida Útil y la incertidumbre regulatoria dificulta la inversión en nueva capacidad de generación.

En este contexto, es importante tener en consideración que el gobierno de Canadá se ha comprometido a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en 17% al año 2020, respecto de los niveles de emisión observados en el año 2005. Adicionalmente, al año 2030 tiene el objetivo de reducirlas en 30% respecto de los niveles observados en el año 2005.

Las opciones regulatorias consideradas fueron las siguientes:

- Opción 1: Sistema *cap-and-trade* para el sector de generación de electricidad.
- Opción 2: Definición de un límite estándar de emisiones para centrales a carbón.

Se indica que la definición de un límite estándar de emisiones es administrativamente más simple y más eficiente de implementar que un sistema tipo *cap-and-trade* dado que no requiere crear un mercado complejo de transacciones para un sector que es relativamente de tamaño pequeño. Para el contexto del

mercado canadiense el año 2012, un sistema *cap-and-trade* tendría como objetivo a 45 unidades de generación, de un número aún más reducido de empresas. Adicionalmente, no se observan variaciones significativas en el costo marginal de generación de las unidades a carbón. Lo anterior probablemente crearía un mercado poco líquido.

La Ley que estableció el límite de emisiones de CO₂ el 2012 indica que mediante la definición de estándares de emisión de CO₂ se tenía la intención de crear suficiente certidumbre para realizar las inversiones requeridas para continuar suministrando las necesidades crecientes de consumo eléctrico, pero al mismo tiempo facilitando reducciones significativas en emisión de gases de efecto invernadero. Por otra parte, se indica que las estrategias de compromiso voluntario no serían capaces de asegurar una reducción significativa de emisiones y proveer la certidumbre necesaria para incentivar el desarrollo de inversiones.

Adicionalmente, se indica que tomando acción mediante una regulación de la generación termoeléctrica a carbón permitiría múltiples objetivos económicos y medioambientales por varias décadas, proporcionando a los inversionistas, empresas de generación y consumidores de energía de un ambiente regulatorio que no sólo lleve a una reducción eficiente y certera de emisiones de CO₂, sino también a una reducción de un rango amplio de emisiones atmosféricas.

La siguiente tabla sintetiza los aspectos que fueron evaluados mediante un análisis de costo beneficio en un periodo de 21 años con tasa de 3%. La evaluación incluyó un análisis del cambio en la matriz de generación y de los flujos de energía entre las distintas regiones.

Beneficios	Costos
Valor residual de inversiones	Nuevas Inversiones en Generación
Ahorro inversión de mejoras de centrales a carbón	Mejora de Instalaciones mediante Inversiones
Ahorro en costos de generación	Combustible (aumento de uso de gas)
Fortalecimiento de recuperación de petróleo	Costo variable de operación y mantenimiento
Beneficios medioambientales	Costo fijo de operación y mantenimiento
Reducción de GEI ⁷⁶	Disminución de exportación de energía
Reducción de contaminantes al aire ⁷⁷	Aumento de importación de energía
Reducción de emisiones de mercurio	Aumento en costos de extracción de petróleo
Menores hospitalizaciones	Aumento de emisiones por extracción de petróleo
Menor mortalidad	Decomisionamiento de centrales a carbón
Reducción de polvo en casas	Costos de regulación (administración del Estado)
Beneficios en la agricultura	
Aumento de visibilidad	
Menor contaminación por plomo	

Se puede observar que el análisis costo-beneficio evaluó impactos socioambientales, como impactos en salud, visibilidad, entre otros. No obstante, notoriamente no incluyó explícitamente impactos de la política en el empleo o en recaudación de impuestos locales, a pesar de la existencia de observaciones realizadas durante la elaboración de la regulación. En el análisis realizado se explica que los impactos en el empleo se consideraron “...transitorios, dado que se espera que los desempleados puedan eventualmente encontrar nuevos trabajos en la economía”. Estos costos transitorios se asumieron “mínimos/moderados”.

6.2 Prácticas para definir un nuevo propósito para un complejo de generación

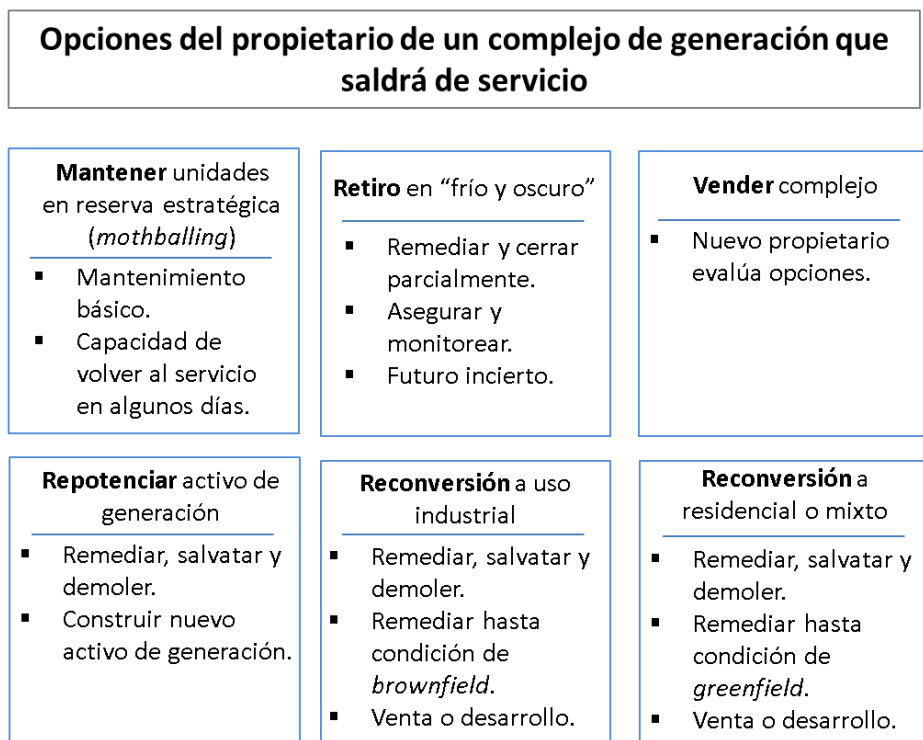
Resources for the Future (RFF), organización sin fines de lucro basada en Estados Unidos, publicó en 2017 un reporte que compila experiencias en decomisionamiento de centrales de generación en los EEUU [13]. El reporte enfatiza que la primera etapa en un proceso de salida de servicio de una central debe ser la definición de metas y propósitos para el sitio. La EPA coincide con esta recomendación en su guía sobre

⁷⁶ Se indica: “Preliminary recommendations, based on current literature and in line with the approach adopted by the U.S. Interagency Working Group on the Social Cost of Carbon, are that it is reasonable to estimate Social Cost of Carbon (SCC) values at \$26/tonne of CO₂e in 2010, increasing at a given percentage each year associated with the expected growth in damages. Environment Canada’s review also concluded that a value of \$104/tonne in 2010 should be considered for sensitivity analysis, reflecting arguments raised by Weitzman (2011) and Pindyck (2011) regarding the treatment of right-skewed probability distributions of the SCC in cost-benefit analyses. Their argument calls for full consideration of low probability, high-cost climate damage scenarios in cost-benefit analyses to more accurately reflect risk. A value of \$104 per tonne does not, however, reflect the extreme end of SCC estimates, as some studies have produced values exceeding \$1,000 per tonne of carbon emitted.” Link: <http://www.gazette.gc.ca/rp-pr/p2/2012/2012-09-12/html/sor-dors167-eng.html>

⁷⁷ Se indica: “Criteria air contaminants are a group of air pollutants that include sulphur oxide (SO_x), nitrogen oxides (NO_x), particulate matter (PM); volatile organic compounds (VOC), carbon monoxide (CO) and ammonia (NH₃) and ground-level ozone (O₃).” Link: <http://www.gazette.gc.ca/rp-pr/p2/2012/2012-09-12/html/sor-dors167-eng.html>

el redesarrollo de *brownfields*⁷⁸ [14]. Esta definición debe identificar objetivos generales, como pueden ser adoptar un nuevo modo de operación de los activos existentes, generar nuevas actividades productivas, entre otros. De esta definición depende todo el proceso de planificación, los estándares que se deberán cumplir, las responsabilidades que tomará cada actor y las alternativas de financiamiento.

Durante el resto de esta sección el concepto de *redesarrollo* se refiere al proceso de definir y materializar un nuevo uso al sitio de una central generadora a carbón que saldrá de servicio, en un sentido amplio que comprende las siguientes alternativas descritas por el RFF:



(Traducido de Raimi, 2017)

Figura 30: Opciones del propietario de una central que saldrá de servicio. Fuente: Traducido de [13].

La empresa propietaria de la instalación también debe definir si es que realizará sólo de manera interna el proceso de evaluación del redesarrollo o si abrirá el proceso a la participación de terceros que apoyen las tareas de trabajo con la comunidad y el proceso de evaluación de alternativas.

Alternativas de redesarrollo

1. Mantener la central en *stand-by* o *mothballing*

Esta es una opción que implica retirar a la central del despacho, pero se adopta el compromiso de mantener la instalación en condiciones adecuadas para poder reiniciar sus operaciones en días o

⁷⁸ La EPA define *brownfield* como “Un sitio cuya expansión, redesarrollo o reutilización podría ser complicada por la presencia inmediata o potencial, real o percibida, de sustancias peligrosas o contaminantes.”.

pocas semanas. Por ejemplo, en Alemania las unidades en "reserva en frío" deben poder generar electricidad con un aviso de 11 días de antelación, y en Sudáfrica el aviso puede ocurrir hasta con 5 días de anticipación. Esta opción no requiere la adopción de nuevos permisos ambientales. El principal costo de esta opción es el de mantenimiento y operaciones fijas, lo que equivale aproximadamente a los costos fijos de la central.

2. Vender el sitio a un desarrollador

Esta opción implica vender el sitio y traspasar todas sus obligaciones ambientales⁷⁹ a un nuevo desarrollador. Este nuevo desarrollador enfrenta las mismas decisiones que el propietario original, pero usualmente tiene más capacidad de producir valor mediante el desarrollo de sitios industriales o en bienes raíces, o dicha actividad está más alineada con sus objetivos de negocio, lo que le permite evaluar e implementar de manera más efectiva distintas alternativas de redesarrollo.

3. Cierre y abandono

Esta opción implica decomisionar parcialmente la central al retirar o vender algunos equipos y remover algunas estructuras, pero mantener en pie la mayoría de las estructuras y equipos. En algunas ocasiones se implementan ciertas acciones de remediación ambiental. El sitio usualmente se asegura con barreras físicas y vigilancia, pero se abandonan todas las operaciones, incluyendo las de mantenimiento. Los únicos costos relevantes una vez que se cierra totalmente la central son las contribuciones y el costo de vigilancia.

Esta alternativa se ha tomado en algunas centrales de generación a carbón en Estados Unidos, generalmente cuando el valor del terreno de la central es bajo, no hay interés industrial en el sitio y/o el propietario no quiere invertir suficiente capital para redesarrollar el sitio.

Esta opción implica ciertos riesgos socioambientales. En primer lugar, si es que hay contaminación en el sitio, esta puede causar daños incrementales en el tiempo al esparcirse por distintos medios. Segundo, una planta abandonada puede ser tomada o utilizada para actividades ilegales. En tercer lugar, existirá una mayor probabilidad de accidentes y daño a personas que ingresen al sitio (autorizados o no autorizados), de los que podría ser responsabilizado el propietario.

4. Decomisionamiento

Implica el desmantelamiento parcial o total de las unidades de generación, posible demolición de varias estructuras y ciertas acciones de remediación ambiental con el fin de preparar el sitio para un nuevo propósito. Dependiendo del alcance de las actividades de decomisionamiento requeridas, se distinguen tres alternativas:

⁷⁹ En Estados Unidos, la EPA de todas maneras retiene la facultad de perseguir a los propietarios responsables al momento de materializarse un daño ambiental, si es que es posible probar su responsabilidad. Además, si el nuevo desarrollador de un sitio entra en proceso de quiebra, las obligaciones ambientales pueden volver al dueño anterior.

- i. Repotenciamiento mediante la construcción de una nueva central generadora. En este caso, solo es necesario demoler y/o dismantelar los equipos y estructuras que sean necesarios para poder instalar la nueva infraestructura y se pueden reutilizar múltiples activos.
- ii. Redesarrollo industrial. En este caso, se pueden reutilizar equipos y estructuras, pero se debe remediar el sitio hasta una condición de *brownfield*.
- iii. Redesarrollo residencial/comercial. En este caso, se pueden reutilizar algunos equipos menores y estructuras, pero se debe remediar el sitio hasta una condición de *greenfield*, que es más exigente desde el punto de vista ambiental.
- iv. Combinación de alternativas anteriores.

En el caso de requerirse una remediación hasta la condición de *brownfield* o *greenfield*, la EPA recomienda investigar el sitio y evaluar, entre otras cosas, las siguientes preguntas:

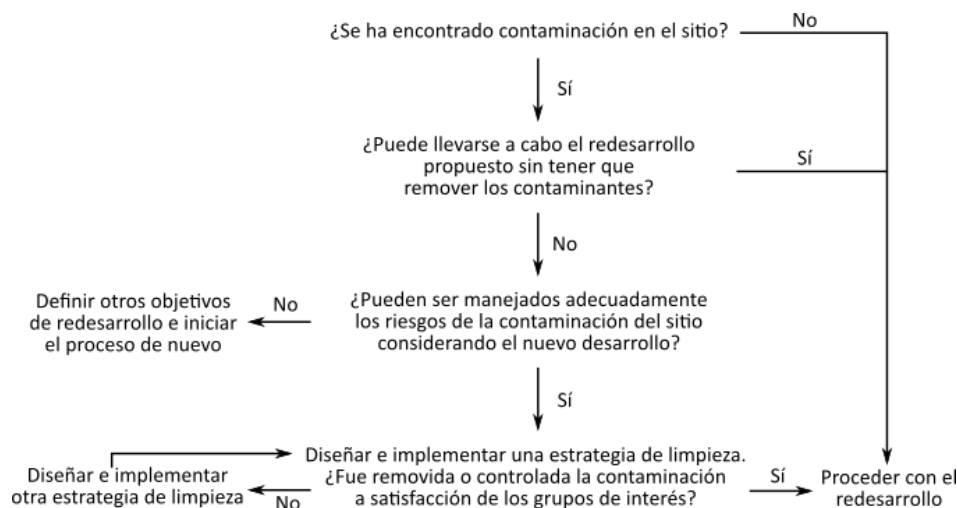


Figura 31: Proceso de remediación ambiental para redesarrollar un sitio. Fuente: Adaptado de [14].

Antes de iniciar la planificación del redesarrollo y elección de alguna de las alternativas descritas anteriormente, la EPA recomienda a los actores privados y públicos:

- Entender las regulaciones y responsabilidades legales de cada actor considerando cada opción de redesarrollo.
- Identificar fuentes de financiamiento e instrumentos que podrían facilitar las distintas opciones de redesarrollo.
- Interactuar con expertos, laboratorios y proveedores para obtener asistencia e información relacionada a cada opción de redesarrollo.
- Interactuar fuertemente con la comunidad local y otros grupos de interés que se relacionan al proyecto actual al explorar opciones de redesarrollo y en la definición del nuevo propósito.

La definición de un nuevo propósito para un sitio industrial es una tarea compleja. El Delta Institute, organización sin fines de lucro basada en Estados Unidos, ha publicado diversos documentos que sirven de guía a autoridades municipales en los Estados Unidos para redesarrollar complejos de generación a carbón. Sus recomendaciones apuntan a llegar a una visión común de metas y propósitos para el sitio a redesarrollar junto a los distintos grupos de interés involucrados [15].

La principal razón para definir el nuevo propósito del sitio industrial escuchando a los múltiples grupos de interés involucrados es lograr una transición armónica a un nuevo estado del sitio, que minimice obstáculos regulatorios, financieros y judiciales al proceso. Si bien las guías del Delta Institute se han desarrollado pensando en autoridades municipales en una región de los Estados Unidos, es de interés revisar el proceso, el cual se sintetiza de la siguiente forma:

- i. Crear un equipo de redesarrollo y transición. Se recomienda definir un equipo interno que se encargará de liderar y gestionar el proceso de redesarrollo. Este equipo debiera contar con capacidades técnicas y experiencia adecuada.
- ii. Evaluar impactos económicos y ambientales. Para llevar a cabo las estimaciones y evaluaciones, se debe:
 - a. Recopilar información de fuentes públicas
 - b. Reunirse con la comunidad y con expertos
 - c. Realizar análisis en terreno
 - d. Mapear las relaciones entre el sitio y distintos grupos de interés
- iii. Determinar las barreras y oportunidades del sitio. Al definir las oportunidades, se recomienda considerar tanto usos de corto-mediano plazo, como de largo plazo. Si es que se explorarán posibilidades junto a la comunidad local, es de crucial importancia comunicar efectivamente tanto las características del terreno, como la factibilidad económica de las alternativas. Esto disminuye la probabilidad de crear expectativas que luego no se puedan cumplir.

En esta etapa, se recomienda determinar:

- a. Qué usos del terreno tienen barreras regulatorias o políticas insuperables, para ser descartados.
- b. Propiedad y caracterización del sitio.
- c. Identificación de activos relevantes en las zonas cercanas.
- d. Activos e infraestructura del sitio que pueda ser utilizada en otro modo de operación o dedicada a otro nuevo propósito.
- e. Estructuras o características que la comunidad quisiera preservar o eliminar.
- f. Necesidades que tenga la comunidad local en términos viales, sanitarios, económicos, culturales, etc.
- g. Variables económicas y regulatorias que influyeran fuertemente las distintas alternativas de redesarrollo.

- iv. Planificar una estrategia de involucramiento. Se recomienda diseñar la estrategia de involucramiento que será gestionada por el equipo de redesarrollo para facilitar un proceso consensuado, cuyo resultado será más rápidamente aceptado por los diversos grupos de interés; especialmente, por la comunidad local.

Como parte de la estrategia, se puede:

- a. Establecer una entidad facilitadora independiente que gestione las comunicaciones y flujo de información entre los distintos grupos de interés. Esta entidad puede también organizar eventos, guiar discusiones y manejar expectativas.
- b. Establecer un comité con representantes de los distintos grupos de interés. Este comité permite mantener las discusiones activas y una comunicación más fluida.
- c. Organizar eventos en el sitio mismo involucrando a distintos grupos de interés. Estas visitas y discusiones en terreno permiten visualizar mejor las oportunidades y desafíos del sitio.
- d. Establecer una página web que contenga información del proceso de redesarrollo y de las discusiones que se lleven a cabo.

Además, se indican como recomendaciones generales:

- Prestar especial atención a los vecinos más cercanos al sitio, informándolos e invitándolos de manera personalizada a participar de los procesos.
 - Establecer una plataforma de contacto directo para responder preguntas de los grupos de interés (teléfono, casilla de correo electrónico, etc.).
 - Identificar organizaciones de la sociedad civil que puedan facilitar la comunicación.
- v. Definir los objetivos y metas del redesarrollo. Una vez que el sitio ha sido caracterizado y ha comenzado el proceso de involucramiento de los grupos de interés, se pueden seguir los siguientes pasos para explorar alternativas de redesarrollo y definir los objetivos:
 - a. Cuantificar incentivos regulatorios o financieros que las autoridades pueden entregar dependiendo de cada alternativa que se tome respecto al propósito del sitio y sus activos.
 - b. Identificar y documentar activos y recursos de los grupos de interés locales y del entorno. Recursos locales, como mano de obra calificada, infraestructura de transporte, recursos naturales, entre otros, pueden abrir posibilidades únicas de redesarrollo.
 - c. Revisar planes o propuestas preexistentes de los distintos grupos de interés.
 - d. Crear y comunicar una visión del futuro del sitio junto a los grupos de interés relevantes, idealmente a través de una entidad independiente facilitadora. Esta visión definiría el tipo de actividad al que se querría destinar el sitio y cómo se relacionaría el nuevo uso a los distintos grupos de interés.

6.3 Proceso de desmantelamiento total o parcial de una central

El Electric Power Research Institute (EPRI) ha publicado ciertas indicaciones que deberían ser consideradas en el caso de que el nuevo propósito de un complejo de generación a carbón requiera el desmantelamiento parcial o total de los equipos y estructuras [16] [17]. Si bien las guías describen el proceso de desmantelamiento total de una central, ciertas actividades se pueden llevar a cabo de forma parcial. Las etapas que deben ser consideradas se sintetizan a continuación.

1. Levantamiento de requerimientos asociados a la regulación ambiental a la que está sujeta el sitio

Si bien gran parte de los impactos ambientales de una central se producen durante su operación (emisiones atmosféricas, succión y descarga de agua), durante el desmantelamiento se deben abordar dos clases de impacto: i) impactos propios del proceso de desmantelamiento, y ii) impactos ambientales producidos durante la operación de la planta en el sitio que podrían tener que ser remediados.

La revisión de los requerimientos regulatorios debe incluir permisos otorgados al proyecto y regulación de asociada a emisiones atmosféricas, desechos sólidos y líquidos (químicos y materiales peligrosos).

2. Planificación

El objetivo de esta etapa es obtener un cronograma y estimación de costos de la ejecución de las tareas específicas necesarias para desmantelar la planta. Durante esta etapa se debería reunir información exhaustiva del sitio, como planos actualizados, inventario preciso de activos y su condición, inventario de sustancias peligrosas y su ubicación, entre otros. También se debe identificar situaciones que requerirían preparación especial durante el proceso de desmantelamiento, como equipos especiales o capacitación de trabajadores. Además, se recomienda planificar el control de impactos ambientales durante el proceso mismo de desmantelamiento, en particular, de las emisiones de material particulado por demoliciones, movimiento de carbón y tierra, y tránsito vehicular.

Se recomienda realizar, en paralelo o antes de la planificación, una investigación ambiental en el sitio para determinar si es que existe contaminación que deba ser remediada. Para facilitar independencia en el proceso, se recomienda que esta evaluación la realice una empresa externa. Normas y etapas que usualmente se siguen en este tipo de estudios son:

- ASTM E1527-13: Standard Practice for Environmental Site Assessments: Phase I Environmental Site Assessment Process
 - En esta etapa se investigan los registros de la planta, se entrevista a operadores, contratistas y vecinos, se revisa el historial de cumplimiento ambiental y se hace un levantamiento de planos y de equipos.
 - El objetivo de esta etapa es determinar si es que existe contaminación potencial del sitio por sustancias peligrosas, además de identificar los equipos y estructuras que posean materiales con asbestos.

- ASTM E1903-11: Standard Practice for Environmental Site Assessments: Phase II Environmental Site Assessment Process
 - En esta etapa se realizan muestreos y pruebas de suelo, subsuelo, aguas superficiales y subterráneas, dependiendo de los sitios identificados en la Fase I como potencialmente expuestos a contaminación por sustancias peligrosas.
 - El objetivo de esta etapa es determinar el alcance de las áreas contaminadas y el tipo y alcance de las acciones de remediación se deben realizar.

3. Acciones administrativas

La principal actividad de esta etapa es la suscripción de los contratos que sean necesarios y deseados para implementar la estrategia de desmantelamiento adoptada junto a proveedores y contratistas. También se deben recuperar y almacenar los registros físicos que sean relevantes, en particular, los ambientales.

4. Apagado de planta

El aviso a las instituciones correspondientes de la fecha de salida de servicio de la central o unidad se debiera realizar durante la etapa de planificación. Al acercarse dicha fecha, se deberían intentar vaciar los almacenamientos de combustibles y otros insumos durante la operación del complejo, sin solicitar nuevos despachos. El utilizar los insumos durante el último periodo de operación permite reducir costos de transporte en la etapa de desmantelamiento.

También es importante revisar e implementar las actividades comprometidas en los permisos ambientales otorgados a la central. Por ejemplo, un permiso podría comprometer el cierre de un almacenamiento de desechos cierto tiempo después del cese de las operaciones.

5. Preparación del sitio

Antes de comenzar el desmantelamiento, se deben realizar las siguientes actividades:

- Entrenamiento y capacitación necesaria para el personal que participará del desmantelamiento.
- Asegurar el suministro de electricidad, gas natural y agua para cuando los equipos de la central se apaguen. Esto incluye suministro de agua (u otro mecanismo) para protección contra incendios.
- Remover del sitio sustancias peligrosas para los trabajadores que se ocuparán del desmantelamiento, como pinturas con plomo o asbesto (de particular preocupación en unidades antiguas) y químicos.

6. Desmantelamiento

El desmantelamiento de una central incluye retirar los equipos y demoler estructuras del complejo. Típicamente, se tienen las siguientes etapas:

- Rescatar equipos e instalaciones industriales. El inventario de activos debiese servir para remover la mayoría de los equipos e instalaciones que no sean estructurales, como la caldera, turbinas, generadores, sistemas de control de emisiones, quemadores, bombas, ventiladores, estanques, compresores, ductos, *piping*, correas transportadoras, instrumentación, equipos eléctricos, *grating*, mobiliario, entre otros. Dependiendo de su condición y valor de mercado, estos activos se pueden vender, reutilizar en otro sitio, reciclar o simplemente desechar.
- Demolición de edificios administrativos y de soporte. Algunos de estos edificios posiblemente sean reutilizados o usados durante el proceso de desmantelamiento mismo, pero algunos podrían no tener un nuevo propósito y pueden ser demolidos.
- Desmantelamiento de casa de máquinas, estructura de soporte de caldera y chimenea. Después de retirar las instalaciones y equipos internos, se pueden demoler las estructuras mayores. De particular interés es la chimenea, la que puede ser demolida con explosivos o cortada en partes y desarmada con el uso de grúa. Los escombros resultantes de la demolición de estructuras pueden ser usados como relleno del sitio mismo, dependiendo del futuro uso del sitio.
- Excavación de fundaciones y piping subterráneo. La práctica usual en los EEUU es remover las fundaciones y piping que esté hasta 2 pies (60 cm) bajo el futuro nivel del terreno. Las tuberías que queden pueden ser vaciadas y selladas en el lugar.
- Cierre de depósito de cenizas. La Sección 6.4 discute la regulación actual de los EEUU al respecto.
- Limpieza de la cancha de carbón. Los restos de carbón y la tierra mezclada con carbón deben ser removidos del sitio. Usualmente se utiliza el depósito de cenizas u otro vertedero cercano para su almacenamiento. Luego, la cancha debe ser rellenada y debe generarse una pendiente para evitar acumulación de aguas lluvia. La EPA propone como alternativa la construcción de una cubierta de cierre que impida acceder al suelo mezclado con carbón.

7. Remediación y restauración del sitio

Finalmente se deben implementar las medidas de limpieza y remediación ambiental que correspondan para controlar la potencial contaminación detectada en la investigación ambiental del sitio. Como se indicó en la Sección 6.2, la profundidad de las medidas de limpieza y remediación ambiental que se adopten dependen del futuro uso que se le dará al sitio.

Las zonas que pueden presentar contaminación por sustancias peligrosas o derivados de petróleo pueden ser, entre otras, las áreas asociadas a:

- Estanques de insumos líquidos
- Estaciones de descarga de insumos líquidos
- Cancha de carbón
- Subestaciones eléctricas

- Plantas de tratamiento de agua residual
- Depósitos de cenizas
- Equipos que utilizan derivados de petróleo

Se debe investigar con especial cuidado las zonas donde se hayan registrado eventos pasados que pudieran haber producido contaminación, como derrames, incendios, explosiones, entre otros.

Las acciones de remediación de suelos usuales son:

- Si es que el suelo o subsuelo contiene sustancias peligrosas o derivados de petróleo, se puede excavar y almacenar en el depósito de cenizas u otro vertedero autorizado, para luego rellenar el sitio con material limpio.
- Si es que el subsuelo presenta componentes contaminantes, además de remover el suelo, se puede utilizar algún método para remover o estabilizar la contaminación *in situ*, por ejemplo, mediante la inyección de agentes oxidantes o solventes.
- Si es que un cuerpo de agua o una napa subterránea presentan contaminación, usualmente se drenan y tratan esas aguas para remover los agentes contaminantes, para luego devolverlas.

6.4 Regulación internacional respecto del cierre de un depósito de cenizas

En Estados Unidos existen alrededor de 300 centrales a carbón que en conjunto tienen 758 depósitos de cenizas, de los cuales 220 corresponden a vertederos secos (como los que hay en Chile) y 538 corresponden a depósitos húmedos (embalses con cenizas mezcladas en agua).

El historial reciente de filtraciones en embalses de cenizas y afectación de aguas subterráneas; el accidente en el depósito húmedo de cenizas de la planta Dan River Steam Station; el cierre esperado de centrales a carbón y el potencial aumento de embalses con cenizas inactivos, con escaso tratamiento y monitoreo de las aguas subterráneas, motivó a la EPA a desarrollar la regulación 40 CFR Parte 257 sobre el manejo de desechos de la combustión del carbón (80 FR 21301, April 17, 2015), la cual, posteriormente, entró en un proceso de litigios y revisión.

En Estados Unidos, los Desechos de la Combustión del Carbón (DCC) están clasificados como “desechos sólidos no peligrosos” e incluyen todos los desechos sólidos de la combustión del carbón: las cenizas volantes (*fly ash*), las cenizas de fondo (*bottom ash* y *boiler slag*) y los productos de la desulfurización (*flue gas desulfurization materials*). La 40 CFR Parte 257 establece criterios mínimos para vertederos secos y embalses de DCC relacionados, entre otros aspectos, a:

- Restricciones de ubicación.
- Diseño, integridad estructural y operación.
- Monitoreo de aguas subterráneas y acciones correctivas.
- Cierre y monitoreo posterior.

Para este estudio, es de interés describir los aspectos relacionados al cierre y monitoreo de vertederos. Respecto al cierre de los vertederos de DCC, el 40 CFR 257.102 establece procedimientos y requerimientos que se deben cumplir si es que se opta por (i) dejar los DCC en el vertedero e instalar una cubierta de cierre final o (ii) retirar los DCC para depositarlos en otra parte y limpiar del vertedero original.

Primero, se exige la elaboración de un plan de cierre por escrito. Este plan debe contener la siguiente información:

- Descripción del cierre del vertedero o del procedimiento para retirar los DCC, dependiendo de la opción que se escoja.
- Una estimación de la máxima cantidad de DCC que se tendrá a lo largo de la vida útil del vertedero.
- Una estimación de la máxima área que requerirá ser cerrada si es que se opta por dicha opción.
- Un cronograma de las actividades necesarias para cumplir con los criterios de clausura.

Al promulgarse esta regulación, se dio a las empresas propietarias de vertederos de DCC existentes un plazo de un año y medio para elaborar y presentar el plan. No obstante, se permite modificar el plan en cualquier momento siguiendo el mismo proceso de aprobación. Los planes de cierre deben ser aprobados por un ingeniero profesional calificado, quien certifica que el plan cumple los requerimientos contenidos en la regulación. A continuación, se sintetizan los principales requerimientos:

(i) Si es que se opta por retirar los DCC y transportarlos a otro vertedero, se debe limpiar todo el terreno del depósito de cenizas. Además, la concentración de ciertos elementos⁸⁰ en las aguas subterráneas no debe superar los estándares establecidos por el artículo 257.95.

Este último artículo indica que en las aguas subterráneas la concentración de los elementos para los que se ha definido un Nivel Máximo de Contaminación (*Maximum Contaminant Level, MCL*), en los artículos 141.62 y 141.66 del Título 40 del CFR, no debe superar dicho MCL. Si es que la “concentración natural” (*background concentration*) del elemento en las napas es mayor que el MCL definido por la regulación, o si es que el constituyente no tiene un MCL definido, entonces el límite de concentración será igual a la concentración natural. La determinación de la concentración natural de los elementos se debe hacer mediante mediciones en zonas que están aguas arriba del acuífero subterráneo al vertedero.

(ii) Si es que se opta por dejar los DCC en el vertedero e instalar una cubierta de cierre, se debe diseñar un cierre tal que cumpla con:

⁸⁰ Definidos por el Anexo IV como: Antimonio, Arsénico, Bario, Berilio, Boro*, Cadmio, Cromio, Cobalto, Flúor, Plomo, Litio, Mercurio, Molibdeno, Selenio, Talio, Radón. (*) El boro fue añadido a esta lista en el 40 CFR Part 257 Proposed Rule 2018 de la EPA, en que propone ciertas modificaciones a la regla original. Aún no se promulga esta modificación.

- Controlar, minimizar o eliminar, dentro de lo posible, posteriores infiltraciones de líquidos a los desechos, o liberación de DCC o lixiviados al subsuelo, aguas superficiales o a la atmósfera.
- Impedir la acumulación de agua, sedimento o lodo en la superficie del vertedero.
- Asegurar estabilidad física de los taludes y cubierta del vertedero.
- Minimizar la necesidad de mantenimiento.
- Poder ser completado en el menor tiempo posible siguiendo prácticas y estándares comunes.

Los requerimientos específicos de la cubierta final son:

- Su permeabilidad debe ser menor o igual al mínimo entre:
 - La permeabilidad del revestimiento del fondo del vertedero.
 - La permeabilidad natural del subsuelo.
 - $1 \cdot 10^{-5}$ cm/s ⁽⁸¹⁾
- Debe contener una capa de al menos 18" de tierra (aproximadamente 45 cm) con el fin de minimizar infiltración de líquidos.
- Debe contener en su parte superior una capa de al menos 6" de tierra (aproximadamente 15 cm) que pueda sostener crecimiento de flora nativa con el fin de evitar erosión del terreno.
- El diseño debe minimizar pérdidas de integridad al evitar o acomodar sedimentación y hundimiento.

Sin embargo, no es necesario que la cubierta cumpla exactamente con los requerimientos indicados anteriormente, pues la regulación establece que el propietario del vertedero puede proponer otro diseño de cubierta de cierre que cumpla los mismos fines. En este caso, un ingeniero calificado debe certificar que el diseño cumple con los objetivos especificados anteriormente.

La regulación también establece obligaciones para el inicio y duración de las actividades de cierre, dependiendo de la situación de uso del vertedero:

- Si es que el vertedero recibió el último despacho de desechos (no necesariamente DCC; pueden ser desechos no peligrosos de otro origen) previsible en lo que queda de vida útil del vertedero, entonces debe iniciar las actividades de cierre en a lo más 30 días.

⁸¹ Como referencia, las arenas arcillosas sin compactar tienen una permeabilidad de entre $5.5 \cdot 10^{-7}$ cm/s y $5.5 \cdot 10^{-4}$ cm/s.

- Si es que el vertedero no ha recibido despachos de desechos ni se han retirado DCC para su uso beneficioso en otras industrias por 2 años, entonces se deben iniciar actividades de cierre.
- Este último plazo se puede extender en periodos de 2 años repetidamente, solo si es que se provee documentación escrita que “demuestre que hay una probabilidad razonable de que el vertedero vaya a recibir desechos en el futuro previsible o que se retirarán desechos del vertedero para usos beneficiosos (reutilización o reciclaje)”⁸².

Una vez que la cubierta de cierre final ha sido construida, se debe cumplir con ciertas obligaciones. En primer lugar, se debe mantener la integridad y efectividad de la cubierta de cierre, realizando mantenimiento en caso de hundimiento, sedimentación, erosión u otros eventos. Segundo, se debe monitorear con cierta periodicidad la napa subterránea para medir las concentraciones de los elementos definidos en el artículo 257.95 ya mencionado. El propietario debe elaborar y comunicar un plan escrito que describa las actividades de monitoreo y mantenimiento a realizar post-cierre, las que se deben llevar a cabo por un periodo de 30 años. Este plan también debe describir los posibles futuros usos del sitio y demostrar que estos no alterarán la integridad ni efectividad de la cubierta de cierre, o que tal alteración no implicará “una potencial amenaza a la salud humana o del medioambiente”.

⁸² Traducción de inodú de cita de Art. 257.102(e)(2). Texto original: “...demonstrate that there is reasonable likelihood that the CCR unit will accept wastes in the foreseeable future or will remove CCR from the unit for the purpose of beneficial use.” (CCR: Coal Combustion Residuals, lo que en este informe se denomina DCC).

7 CASOS DE EXPERIENCIAS INTERNACIONALES DE CIERRE O RECONVERSIÓN DE CENTRALES

A continuación, se presenta tres casos seleccionados que exponen el contexto y desafíos que se producen durante el proceso de reconversión o cierre de tres centrales a nivel internacional. En cada caso se presentan los antecedentes generales de la planta y su contexto, los procesos implementados para la reconversión o cierre de la planta, y la principales temáticas y preocupaciones que han surgido.

Los casos son los siguientes:

- i. **Central de Salem Harbor**, Estados Unidos: 748 MW de carbón y petróleo, ubicada en el borde costero, reconvertida a una central de gas natural de 674 MW.
- ii. **Central Pietro Vannucci (“Bastardo”)**, Italia: 150 MW de carbón, Propiedad de Enel, ubicada en zona interior, en proceso de reconversión.
- iii. **Central de Hazelwood, Australia**: 1600 MW de carbón, Propiedad de Engie, ubicada en zona interior, en proceso de desmantelamiento.

En general se observa la importancia de:

- Comunicar con suficiente anticipación a la comunidad sobre la intención de cierre de la central.
- Definición temprana de metas y propósitos para el sitio.
- Realizar una investigación ambiental temprana en el sitio para determinar si es que existe contaminación que deba ser remediada.
- El uso de grupos multi stakeholder para identificar posibles usos del sitio, levantar insumos para estudios y/o evaluar propuestas.
- Oportunidad de utilizar procesos abiertos para que terceros planteen alternativas de desarrollo junto a su intención de financiamiento.
- El rol activo del municipio en desarrollar una visión para la zona y abogar por un proyecto sea coherente con la visión de desarrollo del territorio.
- En el caso de la central de Salem, ubicada en el borde costero de una ciudad, se aprecia:
 - Deseo de desarrollo de uso mixto (actividad industrial, portuario, comercial, comunitario).
 - Intención de la comunidad de contar con cierto acceso al borde costero.
 - Preocupación por los impactos asociados a los trabajos de demolición y reconstrucción.
 - La importancia para la comunidad de la remediación de parte del sitio.

- Preocupación por fuente de financiamiento de la comuna y disminución de calidad de servicios públicos (salud, educación).
- Necesidad de crear planes de estímulo económico para creación de nuevas capacidades.
- Definición de límites de responsabilidad de la empresa que realiza el cierre – restauración del sitio respecto del desarrollo futuro del emplazamiento y la comunidad.
- Desafíos en capacitación / re-empleabilidad de personas con permanencia de años en la central.
- Manejo realista de expectativas sobre creación de empleos, o llegada de nuevas industrias, que cubran tanto en cantidad como calidad los empleos perdidos.

7.1 Caso 1: Central de Salem Harbor, Estados Unidos

La Central Eléctrica Salem Harbor (Salem Harbor Power Station) era una planta de carbón y petróleo de 748 MW ubicada en la ciudad de Salem, en el estado de Massachusetts, EE.UU. La planta fue construida entre los años 1950 y 1970, emplazándose en un predio de 25 hectáreas en el borde costero de la ciudad⁸³.

En 2010, la empresa dueña de la planta anunció que cerraría las 4 unidades de la central. Posteriormente, en 2012, la central fue comprada por Footprint Power, empresa privada que se dedica al cierre y reconversión de este tipo de instalaciones. En paralelo al proceso de adquisición por parte de Footprint, la Ciudad de Salem y el Estado de Massachusetts realizaron esfuerzos para analizar las opciones de re-uso del sitio. Finalmente, la planta de carbón se cerró en 2014, reabriéndose en 2018 como una central a gas.

A continuación, se expone el proceso de cierre y reconversión de la central Salem Harbor.

7.1.1 Contexto y antecedentes de la planta

A continuación, se describe brevemente el contexto general de la planta, la comunidad en la cual se emplaza y su reconversión.

7.1.1.1 La Ciudad de Salem y la Central Salem Harbor

La ciudad de Salem está ubicada en la costa Este de los Estados Unidos, unos 25 kilómetros al norte de la ciudad de Boston. Históricamente, era un pueblo pesquero y luego un centro industrial importante, con un puerto que brindaba servicios conectados principalmente con el comercio con Canadá y otras ciudades

⁸³ Footprint Power, "Salem Harbor Station". Sitio web de Footprint Power, s/f (disponible de: <http://www.footprintsalemharbor.com/>, visitado 16 agosto 2018).

costeras de la región⁸⁴. Sin embargo, la actividad industrial disminuyó durante el siglo XX, llevando la ciudad a buscar una vocación productiva conectada con el turismo⁸⁵.

El sitio en el cual se emplaza la central Salem Harbor históricamente ha sido utilizado para fines marítimos e industriales⁸⁶. A principios del siglo XX, el sitio fue comprado por una empresa privada, Tenney Company, la que realizó un proceso de limpieza y relleno para así convertirlo en una zona apta para actividades industriales. Durante más de 20 años, el sitio funcionó como un terminal de carbón, hasta que se empezó la construcción de una central eléctrica en el año 1948⁸⁷. Tres unidades de esta central a carbón entraron en operación durante los años 1950, y una cuarta unidad a petróleo entró en operación en el año 1978⁸⁸.

Con respecto al rol de la central Salem Harbor para la ciudad, un estudio del año 2012 señala:

“Hoy, Salem tiene unos 38.000 residentes. Los principales empleadores son el Estado a través del gobierno del condado y el sistema judicial, el hospital de Salem y la Universidad Estatal de Salem. Todos son organizaciones sin fines de lucro que aportan poco en términos de ingresos fiscales. El principal contribuyente es la central que está próxima a cerrar [Salem Harbor]. Los diversos atractivos turísticos, restaurantes y empresas pequeñas de Salem se han convertido en una base imponible secundaria para la ciudad. Muchos residentes de Salem viajan a otros lugares de la región para trabajar, convirtiendo a Salem en una comunidad dormitorio dentro de la región metropolitana de Boston. Esta historia refuerza la idea de que el cierre de la central y su reconversión tendrán implicancias importantes para la ciudad”⁸⁹.

Por otro lado, cabe notar que la central también había sido fuente de conflicto y oposición dentro de la comunidad de Salem, en particular por la contaminación que generaba. Las preocupaciones de miembros de la comunidad acerca de la contaminación y posibles impactos para la salud llevaron a la formación, durante los años 1990 y 2000, de organizaciones y alianzas ambientales que buscaban fortalecer la normativa estatal sobre emisiones atmosféricas, con énfasis en las plantas a carbón “más contaminantes”, entre ellas, Salem Harbor⁹⁰.

⁸⁴ Peter Matchak, “Tesis de Magister: Proposed Reuse and Redevelopment of the Salem Harbor Power Station, Salem, Massachusetts.” Universidad de Massachusetts Amherst, Facultad de Arquitectura Paisajística y Planificación Regional, 2012: (Disponible de: https://scholarworks.umass.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1043&context=larp_ms_projects, descargado 16 agosto 2018): p.5.

⁸⁵ *Ibíd.*, pp.5-6.

⁸⁶ Salem Harbor Revitalization Task Force: *Pathway to Renewal: A review of Site Remediation and Redevelopment Options for Salem Harbor Power Station*. Salem, MA: Salem Harbor Revitalization Task Force, 2013 (disponible de: <https://www.mass.gov/files/documents/2016/08/uy/full-task-force-report.pdf>, descargado 16 agosto 2018): p.11. En adelante, se citará este informe como “Salem Harbor Revitalization Task Force”.

⁸⁷ *Ibíd.*

⁸⁸ *Ibíd.*

⁸⁹ Matchak 2012., p.6. Esta y otras citas que vienen de fuentes en inglés fueron traducidas informalmente por el equipo Inodú.

⁹⁰ Aditya Kumar Nochur, “Tesis de Magíster: Planning for Coal Power Plant Transition: Lessons from Communities in Massachusetts.” *Massachusetts Institute of Technology*, 2013: pp.17-19.

7.1.1.2 Cierre y venta de la central

Desde el año 2005, la central Salem Harbor pertenecía a la empresa Dominion Power Corporation⁹¹, *“una de las empresas más grandes de producción y transporte de energía en el país”*⁹². En el año 2012, Dominion empezó el proceso de dismantelar la central *“por una combinación de razones, entre ellas, la edad de la instalación, aumento en regulaciones ambientales y costos operacionales no competitivos”*⁹³. Más específicamente, un informe señala:

*“Durante la tenencia de Dominion, se volvió claro que la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA) requeriría que las plantas nuevas y existentes de carbón y petróleo redujeran sus emisiones de mercurio y otras emisiones tóxicas... se estimaba el costo de cumplimiento para la Central Eléctrica Salem Harbor en cientos de millones de dólares”*⁹⁴.

En Estados Unidos las centrales eléctricas deben solicitar permiso para cerrarse a los Operadores Independientes del Sistema Eléctrico (Independent Systems Operators – ISO). Los ISO, cuya función es equivalente al Coordinador Eléctrico Nacional en Chile, son responsables de operar los mercados energéticos en las distintas regiones del país, velando, por ejemplo, por la planificación de largo plazo de los sistemas regionales y la disponibilidad de una capacidad adecuada de generación eléctrica⁹⁵. En el año 2009, Dominion solicitó al ISO correspondiente (ISO New England o ISO-NE), el cierre de las cuatro unidades de la central. Sin embargo, ISO-NE solo aprobó el cierre de dos de ellas. No obstante, después de reiteradas solicitudes a ISO-NE, en 2010, Dominion declaró que cerraría las otras dos unidades en el año 2014, decisión que fue aceptada por el ISO de acuerdo a la normativa vigente⁹⁶.

En el año 2012, Dominion vendió la central a la empresa Footprint Power, venta que fue autorizada por la autoridad competente (Federal Energy Regulatory Commission)⁹⁷. Footprint Power se describe como una empresa que se dedica *“a adquirir plantas de carbón y petróleo que han llegado o están llegando al final de sus vidas útiles y a estructurar soluciones que sean ambientalmente responsables con los desafíos que presentan los usos históricos de tales sitios”*⁹⁸.

⁹¹ Durante los años, la central Salem Harbor cambió de dueño varias veces. Para más sobre este punto, véase “Salem Harbor Revitalization Task Force”, pp.12-14.

⁹² Matchak 2012, p.1.

⁹³ Ibid.

⁹⁴ Salem Harbor Revitalization Task Force, p.14.

⁹⁵ Federal Energy Regulatory Commission (FERC), “Electric Power Markets: New England (ISO-NE)”. Sitio web de FERC (disponible de: <https://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/new-england.asp>, visitado 16 agosto 2018). Los ISO son entidades privadas sin fines de lucro. No son del Estado, pero son regulados a nivel nacional por FERC.

⁹⁶ Salem Harbor Revitalization Task Force, pp.14-15.

⁹⁷ Ibid., p.15.

⁹⁸ Ibid.

Cabe notar que, al momento de venderse, Salem Harbor había abordado y resuelto, a satisfacción de la autoridad ambiental, unas 22 violaciones de la normativa ambiental del estado de Massachusetts, las cuales se trataban del uso y gestión de materiales peligrosos y otras sustancias asociadas a la actividad industrial en el sitio, así como a la gestión de aguas residuales⁹⁹. No obstante, se estimaba probable que las instalaciones de la central podrían contener materiales tóxicos y, por lo tanto, se consideraba que la remediación del sitio sería “un proceso caro y prolongado”¹⁰⁰.



Figura 32: La Central Salem Harbor al momento de venderse (Fuente: Salem Harbor Revitalization Task Force, p.16)

7.1.1.3 El proyecto de Footprint Power

Tal como se ha señalado, Footprint Power compró la central Salem Harbor en 2012, con el objeto de reconvertir la planta a una central de gas natural. Cabe precisar que Footprint es una empresa privada (sociedad anónima o *limited liability corporation* en inglés) fundada en el año 2009. Según explica su sitio web, el “fundamento económico” para dedicarse a la reconversión de plantas antiguas tiene que ver con la idea de que la sostenibilidad puede ser rentable. Dice: “una combinación de nuevas leyes y regulaciones, mejor fiscalización y fuerzas del mercado están logrando responsabilizar a las empresas de los costos de sus impactos ambientales. De esta manera, al reducir sus impactos ambientales, las empresas también pueden mejorar sus resultados”.¹⁰¹ Su modelo de financiamiento sostiene esta mirada; los socios de la

⁹⁹ Ibid., p.18.

¹⁰⁰ Ibid., pp.18-19.

¹⁰¹ Footprint Power, “FAQ – What is Footprint’s Business Rationale for Seeking Environmentally Sustainable Solutions”. Sitio web de Footprint Power (disponible de: <http://www.footprintpower.com/>, visitado 4 septiembre 2018).

sociedad matriz proporcionan todo el capital requerido para financiar el desarrollo de sus proyectos. Según se explica, *“Una vez que hemos desarrollado un proyecto de manera que satisface las necesidades de nuestros stakeholders, podemos sumar socios financieros”*¹⁰².

Footprint plantea una metodología para desarrollar sus proyectos que comienza con consultas a la comunidad, autoridades locales y otros actores con un interés en el sitio que se propone reconvertir. La idea es identificar las necesidades locales asociadas al sitio, y ver cómo un proyecto de Footprint puede agregar valor. La Figura 33 resume el ciclo de desarrollo de los proyectos de la empresa.

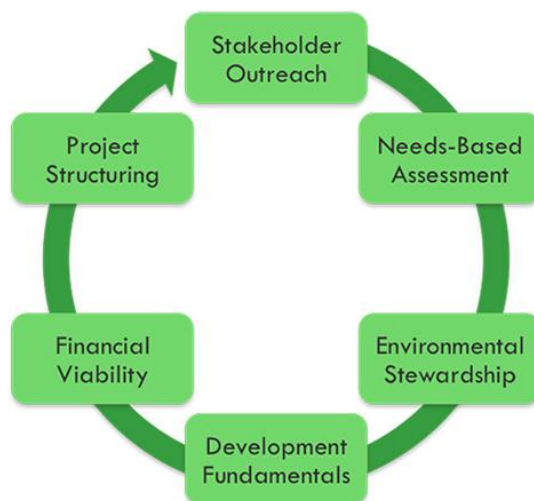


Figura 33: Ciclo de desarrollo de proyectos de Footprint Power (Fuente: <http://www.footprintpower.com/>)

La reconversión de la Central Salem Harbor fue el primer proyecto de Footprint. Según su sitio web, la nueva central – que mantiene el mismo nombre – se trata de:

*“Una central de partida rápida, de ciclo combinado a gas natural de 674 MW, que consistirá en dos unidades separadas, Unidades 5 y 6. La construcción se realiza en una porción del predio de 65-acres donde se ubicaban las cuatro unidades de generación eléctrica de la central Salem Harbor antigua desde el año 1951. La nueva instalación utiliza unos 23 acres del sitio existente y será adyacente a la ubicación de la sala de máquinas antigua. Las dos unidades nuevas, Unidad 5 y 6 juntas, tendrán una capacidad un menor que las cuatro antiguas unidades sumadas, las cuales tenían una capacidad total de 750 MW”*¹⁰³.

Según explicaron ejecutivos de Footprint Power en una entrevista, el proyecto contó desde su inicio con el apoyo de la Municipalidad de Salem, pues la alcaldesa apoyó el proyecto de reconversión y, por lo tanto,

¹⁰² Footprint Power, “FAQ: How is Footprint Financed?” *Sitio web de Footprint Power* (disponible de: <http://www.footprintpower.com/>, visitado 4 septiembre 2018).

¹⁰³ Footprint Power, “FAQ: What exactly is being built on the site?” *Sitio web de Footprint Power* (disponible de: <http://www.footprintsalemharbor.com/what-is-being-built/>, visitado 21 agosto 2018).

abogó por el proyecto frente autoridades estatales¹⁰⁴. Además, la empresa tomó pasos para asegurar que el proyecto fuera coherente con la visión local para el sitio, realizando un proceso de “visioning” para entender las prioridades locales para la zona¹⁰⁵.

Con respecto a la construcción de la nueva planta, según explica el sitio web de la empresa, al adquirir la planta se realizó un estudio extensivo del predio, realizando:

“Diversas calicatas, pozos de prueba y pozos de monitoreo para entender las condiciones del sitio y cualquier posible remediación. Trabajando en conjunto con el Departamento de Protección Ambiental de Massachusetts, Footprint Power abordó los hallazgos de esta investigación y desarrolló un plan para remediar los suelos en tres áreas específicos de la propiedad bajo el Plan de Contingencia de Massachusetts (MCP)¹⁰⁶. Afortunadamente, la contaminación de terreno estuvo limitada a estas áreas y Footprint Power completó el trabajo de remediación en el año 2015. Durante la demolición, se descubrió un área adicional del terreno contaminada por petróleo; esta sección también fue remediada”¹⁰⁷.

La construcción de la nueva planta empezó en enero del 2015, con una fecha estimada de término para marzo del 2017¹⁰⁸. No obstante, la nueva central solo inició sus operaciones en mayo de 2018¹⁰⁹.

¹⁰⁴ Boston Business Journal, “Table of Experts: Powering Salem’s Evolution: Trading Coal Ships for Cruise Ships”. *Boston Business Journal*, 29 junio 2018 (disponible de: <https://www.bizjournals.com/boston/news/2018/06/29/table-of-experts-powering-salem-s-evolution.html>, visitado 21 agosto 2018).

¹⁰⁵ *Ibíd.*

¹⁰⁶ El Plan de Contingencia de Massachusetts (Massachusetts Contingency Plan o MCP) es un programa, creado por la ley del estado de Massachusetts, para la notificación, evaluación y remediación de contaminación de petróleo y materiales tóxicos. Específicamente, el programa MCP establece los procesos, plazos y responsabilidades para la remediación de sitios contaminados.

Por ejemplo, bajo esta ley, los actores privados que pueden tener responsabilidad para realizar y/o financiar la remediación de un sitio contaminado son conocidos como “Partes Responsables” y “Partes Posiblemente Responsables” (PPRs), quienes pueden incluir: los propietarios actuales y antiguos; quienes generan o transportan materiales peligrosos asociados al sitio; y cualquier otro actor que puede haber generado o contribuido al problema. Entre otras medidas, el programa establece que estas partes responsables tienen un plazo de 1 año - comenzando desde que se notifica al Departamento de Protección Ambiental sobre la contaminación – para limpiar el sitio o, en su defecto, clasificar el sitio como uno que requiere medidas adicionales de remediación. En este segundo caso, se otorga un plazo de 5 años adicionales para remediar el sitio.

Cabe notar que el programa MCP permite la negociación de acuerdos - tanto acuerdos entre el Estado y las PPRs como acuerdos privados entre distintas PPRs – para la realización y financiamiento de la remediación. Para más información sobre este programa, véase: Mass.gov, “Cleanup Laws and Regulations” *Sitio web del gobierno de Massachusetts* (disponible de: <https://www.mass.gov/lists/waste-site-cleanup-laws-and-regulations>, visitado 21 agosto 2018).

¹⁰⁷ Footprint Power, “FAQ: Is the land on the site contaminated?” *Sitio web de Footprint Power* (disponible de: <http://www.footprintsalemharbor.com/is-the-site-contaminated/>, visitado 21 agosto 2018).

¹⁰⁸ Footprint Power, “FAQ: How long will it take to build the new power station?” *Sitio web de Footprint Power* (disponible de: <http://www.footprintsalemharbor.com/how-long-will-it-take/>, visitado 21 agosto 2018).

¹⁰⁹ Dustin Luca, “Salem power plan online: Footprint now generating electricity for the grid.” *Salem News*, 31 mayo 2018 (disponible de: http://www.salemnews.com/news/local_news/salem-power-plant-online/article_e610c4dc-884b-5f8d-ab91-3cb497839e8c.html, visitado 21 agosto 2018).

Actualmente, se está empezando un proceso de planificación para determinar los usos de los 40 acres (aproximadamente) que no contienen instalaciones de la nueva central ¹¹⁰.

Según explican ejecutivos de Footprint Power, la nueva central genera mejoras considerables comparadas con la antigua central a carbón, entre ellas: reducción de 54% en la altura del proyecto; eliminación de chimenea y barcasas de carbón; y reducción de 99% en el uso de agua¹¹¹. Además, el proyecto incluye un Acuerdo de Beneficios Comunitarios (*Community Benefits Agreement*) que dura 15 años y contempla inversiones en un rango de iniciativas de la ciudad, entre ellas: USD 350 mil para mejoras de caminos; USD 50 mil anuales para iniciativas de tecnología en escuelas locales; y un programa de pasantías para estudiantes de colegios y universidades locales¹¹².

Por otro lado, cabe mencionar que, según la prensa local, el proyecto de Footprint Power generó conflicto y oposición desde la comunidad local, esto debido a los impactos del proceso de construcción. Según explica un artículo del diario *Salem News*, por ejemplo:

“En una etapa temprana [de la construcción], el depósito de los recursos masivos requeridos para construir la planta y los golpes asociados a enterrar más de 1.600 vigas de hormigón sacudieron el barrio. Recientemente, las relaciones con los vecinos se volvieron más tensas en la medida que la construcción y muestreo continuó después de la fecha de terminación esperada”¹¹³.

7.1.2 Proceso de cierre y reconversión

Antes y durante del proceso de adquisición de la planta por parte de Footprint Power, la Ciudad de Salem y el Estado de Massachusetts impulsaron la realización de estudios e iniciativas que buscaron identificar la mejor manera de cerrar y reconvertir la antigua planta a carbón. A continuación, se sintetizan estas iniciativas. Luego, en la sección siguiente, se describen los resultados de estas iniciativas con un enfoque en las principales preocupaciones y temáticas que surgieron durante su implementación.

7.1.2.1 Estudio de evaluación del sitio

En el año 2010, antes de que Dominion anunciara el cierre de la planta, la ciudad de Salem licitó un estudio sobre las opciones de re-utilización para el sitio. Dicho estudio fue financiado por el Centro de Energía Limpia de Massachusetts (Massachusetts Clean Energy Center – MCEC), agencia del gobierno estatal que

¹¹⁰ Boston Business Journal, “Table of Experts: Powering Salem’s Evolution: Trading Coal Ships for Cruise Ships”.

¹¹¹ *Ibíd.*

¹¹² *Ibíd.*

¹¹³ Dustin Luca, “Salem power plan online: Footprint now generating electricity for the grid.”

impulsa el desarrollo de energía limpia en el estado¹¹⁴. El objetivo era “*estudiar opciones de reutilización y posibles plazos para el cierre permanente de la central*”¹¹⁵.

El estudio miró un rango de factores que incidían en la posible reutilización del sitio, entre ellos, el mercado eléctrico de la región, marcos legales y requisitos normativos de limpieza y remediación, la infraestructura presente en la zona del proyecto (por ejemplo, cercanía a la red de gas natural) y consideraciones de mercado asociadas a distintos posibles usos. Además, se realizaron tres presentaciones públicas con el objeto de informar a actores locales sobre los avances del estudio y solicitar sus comentarios¹¹⁶. Durante estas instancias, se realizaron encuestas que buscaron entender las prioridades de la comunidad para el desarrollo del sitio (las cuales se indican más adelante en esta sección).

Cabe mencionar que, según un estudio del año 2013, el hecho de que Dominion anunciara el cierre de la planta durante la realización del estudio dio un sentido de urgencia al proceso. Para promover su legitimidad dentro de la ciudad, el equipo consultor decidió conformar un Grupo de Stakeholders para asesorar al proceso, grupo que asesoró tanto al equipo como la ciudad misma con respecto a la posible reconversión del sitio¹¹⁷. Este grupo incluyó 13 integrantes, incluyendo representantes del gobierno estatal, del gobierno local (ciudad de Salem), la empresa Dominion, grupos de vecinos, grupos ambientales y organizaciones de desarrollo económico¹¹⁸.

Este estudio concluyó que, en su mayoría, el sitio debería mantenerse dedicado a usos industriales y portuarios, sin embargo, también se debiera incorporar otros usos. En particular, se recomendó la creación de un muelle de cruceros, la generación de espacios abiertos al público y la creación de zonas para estacionamientos y usos mixtos (comerciales y retail). Cabe notar que, según explica un informe, los hallazgos respecto a la ampliación de usos eran consistentes con los deseos de la Municipalidad de Salem de mejorar la infraestructura turística en la bahía¹¹⁹.

Otros hallazgos claves de este estudio incluyeron:

- 1) El sitio ofrecía ventajas importantes para una eventual planta a gas natural, sin embargo, tal planta enfrentaría un proceso largo regulatorio para ser factible; y

¹¹⁴ Jacobs, Sasaki Associates, LaCapra Associates y Robert Charles Lesser Co., *A site assessment study on potential land use options at the Salem Harbor Power Station Site*. Salem, MA: City of Salem, 2012. En adelante, citado como Jacobs et al.

¹¹⁵ *Ibíd.*, p.9.

¹¹⁶ *Ibíd.*, p.11; p.79.

¹¹⁷ Nochur 2013, pp.22-23.

¹¹⁸ *Ibíd.*

¹¹⁹ Salem Harbor Revitalization Task Force., pp.34-36.

- 2) Si bien había *“mucha opinión comunitaria a favor de desarrollar una solución energética verde en el sitio”*, tal tipo de proyecto (por ejemplo, un proyecto eólico o solar) no generaría la energía necesaria para la región, ni tampoco sería viable económicamente¹²⁰.

Este estudio fue un insumo importante para el Grupo de Trabajo para la Revitalización de Salem Harbor, el cual se describe a continuación.

7.1.2.2 El Grupo de Trabajo para la Revitalización de Salem Harbor

Después de que la empresa Dominion anunciara el cierre de la central Salem Harbor, se conformó un comité con diferentes actores para elaborar un plan para el sitio. Específicamente, en el año 2012, el gobernador del Estado de Massachusetts firmó una ley, denominada *“Una Ley respecto de la electricidad a precios competitivos en el territorio”*, que, entre otras medidas, estableció el Grupo de Trabajo para la Revitalización de Salem Harbor (Salem Harbor Revitalization Task Force)¹²¹. Dicho grupo tenía el mandato de *“implementar un plan y recomendar acciones legislativas para asegurar el desmantelamiento, remediación y reconversión o repotenciación completa de la Central Eléctrica Salem Harbor y otras centrales de carbón en proceso de cierre”*¹²².

Según la ley mencionada, el Grupo de Trabajo tenía que abordar dos requisitos y plazos:

- El plazo de 15 de junio de 2013 para entregar su plan para la revitalización de la central de Salem al gobierno estatal¹²³; y
- El plazo de 31 de diciembre de 2013 para identificar y desarrollar un plan para otras centrales de carbón ubicadas en el estado de Massachusetts¹²⁴.

Es interesante notar que bajo la ley que creó el Grupo de Trabajo, la entidad tuvo como obligación *“preparar un plan para asegurar el desmantelamiento, remediación y reconversión o repotenciación de la*

¹²⁰ Ibíd., pp.32-33.

¹²¹ Salem Harbor Revitalization Task Force, p.5.

¹²² Commonwealth of Massachusetts, *An Act relative to competitively priced electricity in the Commonwealth*, 3 agosto 2012, sección 42. Información acerca de esta ley está disponible de: <https://malegislature.gov/Bills/187/S2395>, consultado 16 agosto 2018.

¹²³ Cabe explicar que el sistema de gobierno de los Estados Unidos está concebido en función de una federación de Estados con cierto grado de autonomía. Cada Estado (en este caso, Massachusetts) tiene un gobierno estatal compuesto del poder ejecutivo, legislativo y judicial. El un gobernador es elegido democráticamente por la población del Estado. Todos los ámbitos de gobernanza que no corresponden al gobierno nacional bajo la constitución del país, corresponden a los gobiernos estatales y locales. Ejemplos de áreas que corresponden a los gobiernos estatales incluyen la educación, la mantención de beneficios públicos y la regulación de industrias.

¹²⁴ Al momento de crear el Grupo de Trabajo, existían 3 centrales de carbón en Massachusetts (Salem Harbor y dos otras) que estaban comenzando o estaban próximos a comenzar procesos de cierre. En este sentido, si bien el cierre de Salem Harbor gatilló la creación del Grupo de Trabajo, dicha central no fue el único enfoque del comité. (Entrevista a Dan Dolan, Presidente de la Asociación de Generadoras de New England e integrante del Grupo de Trabajo para la Revitalización de Salem Harbor).

*Central Eléctrica Salem Harbor antes del 31 de diciembre del 2016*¹²⁵. Por lo tanto, se vio obligado a considerar y prepararse para la eventualidad de que Footprint Power no pudiese o no deseara continuar con su proyecto. Esto, *“con la meta de demoler las estructuras en el sitio remediado antes del 31 de diciembre del 2016 y evitar que una instalación abandonada deteriorara la ciudad durante un periodo extendido de tiempo”*¹²⁶.

Con respecto a su conformación, el Grupo de Trabajo integró *“11 miembros en representación de líderes estatales y locales en materia de política energética y desarrollo económico”*¹²⁷. Dichos miembros fueron:

- Secretaria de Asuntos Energéticos y Medioambientales (presidente del comité) – funcionario a cargo de las agencias estatales con competencias en regulación energética y de recursos naturales. Su oficina coordinó la labor del Grupo de Trabajo.
- Secretaria de Vivienda y Desarrollo Económico – funcionario a cargo de las agencias estatales con competencias relacionadas con el desarrollo empresarial y comunitario, la vivienda, la protección de consumidores y la regulación de negocios. Este actor es el principal asesor del gobernador en materia de desarrollo económico.
- Comisionado de Departamento de Protección Ambiental – funcionario a cargo del Departamento de Protección Ambiental del estado de Massachusetts, agencia responsable para asegurar la gestión segura de materiales tóxicos, la limpieza de derrames y sitios peligrosos, etc.
- Fiscal Asistente de la Oficina del Fiscal General – funcionario de la agencia estatal que representa al estado de Massachusetts en negociaciones y litigios frente tribunales y reguladores nacionales y estatales, incluyendo en el ámbito energético.
- Presidente y CEO de MassDevelopment – entidad estatal que realiza inversiones y trabaja con clientes del sector público y privado, así como con agencias del gobierno estatal y nacional, para estimular el crecimiento económico. Sus ámbitos de acción incluyen la eliminación de sitios deteriorados y la preparación de sitios claves para el desarrollo.
- Vicepresidente Senior de National Grid USA – holding que posee empresas eléctricas, entre ellas, Massachusetts Electric, empresa de distribución de energía que suministra a la ciudad de Salem, y New England Power Company, empresa de transmisión que posee una sub-estación de transmisión en el sitio de la central Salem Harbor. Antiguamente, New England Power Company era dueña de la central Salem Harbor.

¹²⁵ Salem Harbor Revitalization Task Force, p.52.

¹²⁶ *Ibíd.*

¹²⁷ *Ibíd.*, pp.6-9.

- Presidente de la Asociación de Generadores de New England – gremio que representa empresas de generación eléctrica en la región.
- Gerente de Negocios, Oficina Local 326, de la Asociación de Trabajadores Eléctricos – gremio con unos 750.000 miembros a nivel nacional en sectores asociados a la electricidad, incluyendo trabajadores de empresas de servicios públicos, construcción, telecomunicaciones y ferrocarriles. La Oficina Local 326 representa a los trabajadores de la central Salem Harbor.
- Alcaldesa de la Ciudad de Salem – elegida en el año 2006, la alcaldesa había participado anteriormente en esfuerzos de planificar y financiar la reconversión de la central Salem Harbor, incluyendo a través de la licitación del Estudio de Evaluación ya descrito.
- Diputado Estatal – representante de la Ciudad de Salem en la Cámara de Diputados del estado de Massachusetts, presidente del Comité para Telecomunicaciones, Empresas de Servicios Públicos y Energía y uno de los principales autores de la ley que creó el grupo de trabajo. Según el informe del grupo de trabajo, el diputado *“representa tanto los intereses de la ciudad de Salem en mantener el sitio de la Central Eléctrica Salem Harbor económicamente productiva, y a la vez asegurar que el estado mantiene una matriz eléctrica confiable con los precios más bajos posibles para los consumidores”*¹²⁸.
- Senador Estatal – este senador no representa la ciudad de Salem en el congreso estatal, sino a otra ciudad. Sin embargo, su distrito legislativo cuenta con un central de carbón que enfrenta un posible cierre y por lo tanto enfrenta desafíos similares a los que presenta al central Salem Harbor.

Según explica el informe final del Grupo de Trabajo sobre el sitio de la Central Salem Harbor, este grupo de trabajo *“presenta el primer caso significativo de líderes estatales y locales colaborando para revisar las opciones para el sitio de una antigua central eléctrica a carbón”*¹²⁹. Vieron como su tarea principal estudiar opciones para generar, de la mejor manera posible, una transición desde la central antigua a carbón, considerando su importancia para la ciudad y el estado de Massachusetts. Para lo anterior, se buscaba tomar en consideración diversas variables, entre ellas,

*“...los impactos para la base tributaria sobre bienes inmuebles de Salem, la fiabilidad de la matriz eléctrica de la región, el acceso y uso público del borde costero, y el mejor uso del terreno. Mientras el predio presenta desafíos complejos para la remediación y reconversión, la ubicación y acceso a infraestructura de la central también presentan oportunidades interesantes para la reutilización”*¹³⁰.

¹²⁸ Ibid., pp.8-9.

¹²⁹ Salem Harbor Revitalization Task Force: p.4.

¹³⁰ Ibid., pp.4-5.

Para realizar este trabajo, según explica el informe, el Grupo de Trabajo “se reunió de manera regular a partir de septiembre 2012, implementando una serie de reuniones abiertas a la ciudadanía para conversar los distintos temas asociados al desmantelamiento de plantas de carbón en el estado, con un enfoque particular en el cierre inminente de la Central Eléctrica Salem Harbor”¹³¹. Específicamente, según explicó un integrante del Grupo de Trabajo en una entrevista realizada por el Consultor, el Grupo del Trabajo se reunió aproximadamente cada 4-6 semanas durante un período de 9 meses. Además, se realizó una reunión pública en la ciudad de Salem durante la cual ciudadanos ofrecieron comentarios sobre el sitio y sus posibles usos. Si bien estos comentarios no fueron abordados formalmente por el Grupo de Trabajo, sí informaron cómo el comité analizó los distintos temas y preocupaciones asociadas al cierre de la planta¹³². Adicionalmente, el Grupo de Trabajo realizó una visita a Salem Harbor para conocer en detalle el sitio y sus instalaciones, y recibió presentaciones de distintos *stakeholders* – entre ellos, Footprint Power, ONGs ambientales y la Cámara de Comercio de Salem – para conocer sus perspectivas y prioridades¹³³, y se creó un sitio web a través del cual cualquier persona podía entregar comentarios escritos sobre el proceso y el sitio¹³⁴.

Según explica un entrevistado del Consultor, en una etapa temprana del proceso se volvió evidente que construir una central de gas era la mejor opción para reconvertir la central Salem Harbor. Esto, porque al empezar a estudiar la situación ambiental del sitio, se descubrió la presencia de materiales tóxicos que harían muy difícil y caro remediar el sitio hasta el punto de ser apto para usos residenciales o recreativos¹³⁵. En este sentido, si bien había grupos abogando, por ejemplo, por la creación de parques en el sitio, el Grupo de Trabajo consideró irrealista e inseguro hacerlo, y por lo tanto, su labor se enfocó desde una etapa temprana en evaluar cómo apoyar la creación de una planta de gas natural en línea con la propuesta de Footprint Power¹³⁶.

7.1.3 Implementación del proceso: principales temáticas y preocupaciones

Tal como se ha señalado, tanto el Estudio de Evaluación licitado por la Ciudad de Salem como el Grupo de Trabajo convocado por el Estado de Massachusetts incluyeron reuniones de participación ciudadana. A continuación, se mencionan las principales temáticas, preocupaciones y prioridades de los actores locales que fueron recogidas durante estos procesos.

¹³¹ *Ibíd.*, p.5.

¹³² Entrevista a Dan Dolan, Presidente de la Asociación de Generadoras de New England.

¹³³ *Ibíd.*

¹³⁴ *Ibíd.*

¹³⁵ *Ibíd.*

¹³⁶ *Ibíd.*

7.1.3.1 Prioridades identificadas en el estudio de evaluación

Con respecto al Estudio de Evaluación, como se ha mencionado, este estudio incluyó instancias de participación durante las cuales el equipo consultor realizó encuestas sobre las prioridades de la ciudadanía para el terreno de la Central Salem Harbor, así como los usos que priorizarían para el predio. Las figuras a continuación resumen los hallazgos de estas encuestas.



Figura 34: Prioridades de la comunidad respecto al cierre y reconversión de la central (Fuente: Jacobs et al., p.80)

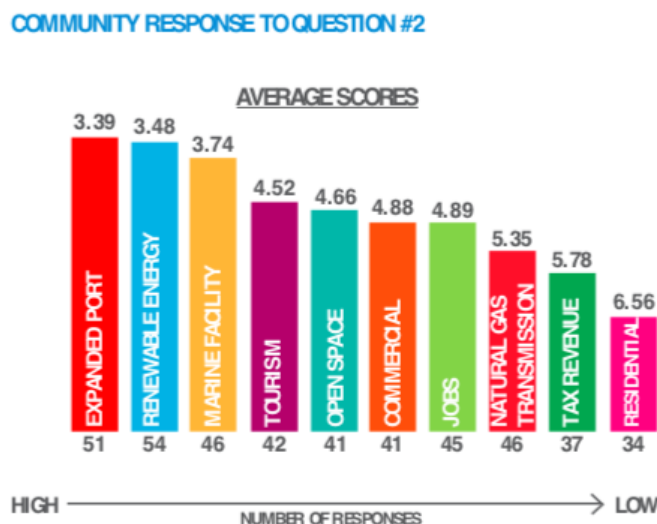


Figura 35: Usos prioritarios para el sitio identificados por la comunidad (Fuente: Jacobs et al., p.81)

Como se puede apreciar, los ciudadanos de la ciudad de Salem identificaron como primeras prioridades la remediación ambiental del sitio, la generación de ingresos fiscales para la ciudad, el acceso del público al borde costero y la minimización del tráfico. Con respecto a los usos identificados para el predio, los tres más elegidos fueron expansión portuaria, energía renovable e instalaciones marítimas.

7.1.3.2 Prioridades municipales identificadas por el Grupo de Trabajo

El informe final del Grupo de Trabajo para la Revitalización de Salem Harbor refuerza algunas de las prioridades identificadas en el Estudio de Evaluación y también identifica otras prioridades y

preocupaciones, distinguiendo entre las prioridades enfatizadas por la municipalidad y las preocupaciones señaladas por otros *stakeholders* locales.

Con respecto a las prioridades del municipio para el sitio de la Central Salem Harbor, el Grupo de Trabajo identificó dos: ingresos fiscales y acceso a partes del predio para el desarrollo del borde costero. A continuación, se describen estos elementos.

Ingresos fiscales

La preocupación específica de la municipalidad se trataba de mantener la base fiscal del impuesto a la propiedad, para evitar o minimizar eventuales déficits en el presupuesto municipal. El informe final del Grupo de Trabajo explica:

“En su auge, la ciudad recibía de la central eléctrica unos USD10 millones en impuestos a la propiedad. Hoy, Salem solo recibe USD4,75 millones en pagos directos de la central eléctrica... esta disminución en los ingresos fiscales en base al impuesto a la propiedad ha tensionado el presupuesto de Salem y podría llevar a un aumento en los impuestos a propiedades residenciales y comerciales si el sitio se mantiene sin redesarrollarse más allá de la operación de la planta de carbón existente”¹³⁷.

En otras palabras, para la Municipalidad era clave incentivar la instalación de nueva actividad en el sitio que generara ingresos fiscales equivalentes a través del impuesto a la propiedad. Por lo tanto, el informe señala que la Municipalidad apoyaba la instalación de una nueva central eléctrica, sobre todo si era un proyecto seguro y que ofrecía la posibilidad de expandir el acceso público al borde costero¹³⁸.

Desarrollo del borde costero y terminal de cruceros

Tal como se ha mencionado, el estudio de evaluación licitado por la Municipalidad concluyó que, si bien la mayoría del predio debía mantenerse dedicado a usos industriales y portuarios, también señaló la importancia de instalar un terminal de cruceros y una zona de espacio abierto al público con usos múltiples. Esta visión era coherente con la visión del municipio para la zona. Según explica el informe del Grupo de Trabajo, desde el año 2005, el municipio impulsaba el desarrollo de infraestructura y nuevos servicios en la zona del muelle (por ejemplo, un servicio de ferry), así como una iniciativa de planificación integral del borde costero con la visión final de crear una costanera abierta al público y un muelle de cruceros¹³⁹.

Dado lo anterior, para la municipalidad era muy importante poder utilizar partes del predio de Salem Harbor para:

¹³⁷ Salem Harbor Revitalization Task Force: p.37.

¹³⁸ *Ibíd.*

¹³⁹ *Ibíd.*, p.34.

- Dar continuidad a la costanera peatonal,
- Desarrollar el muelle de cruceros (por ejemplo, al convertir un muelle de descarga de la planta en un muelle de cruceros),
- Incentivar actividades comerciales después del cierre de la antigua planta, y
- Ofrecer estacionamientos para apoyar estas actividades¹⁴⁰.

7.1.3.3 Preocupaciones de vecinos, grupos locales y trabajadores

Además de identificar las principales prioridades del municipio para el sitio de la planta, el Grupo de Trabajo también identificó una serie de preocupaciones y aspiraciones expresadas por sus integrantes y por miembros de la comunidad con respecto al cierre de la planta y el futuro del sitio¹⁴¹. Con respecto a las aspiraciones para el futuro del sitio, se señaló lo siguiente:

Acceso al borde costero y espacio público – en línea con los hallazgos del estudio de evaluación y las prioridades del municipio, el informe resalta que miembros de la comunidad estaban “ansiosos” de tener más acceso al borde costero y más espacio abierto (espacio verde) en la ciudad.

Mejoras visuales – según explica el informe, los vecinos más cercanos – en particular, quienes podían ver las instalaciones de la planta existente – esperaban “*la demolición rápida de estas estructuras, en particular las chimeneas que dominan el paisaje urbano de la ciudad*”¹⁴².

Con respecto a las preocupaciones expresadas sobre el cierre de la planta, se mencionaron:

Pérdida de trabajos – según explica el informe del grupo de trabajo, en el año 2010 la planta contaba con 150 empleados, sin embargo, el empleo iba disminuyendo desde ese entonces, y los empleos que quedaban desaparecerían con el cierre de la planta. Dado lo anterior, el representante de la Asociación de Trabajadores Eléctricos que participaba en el Grupo de Trabajo, abogaba fuertemente por “oportunidades de capacitación”, así como la contratación de trabajadores de la antigua planta, sobre todo si se construía una nueva central eléctrica en el sitio. El informe agrega, “*Muchos de estos trabajadores son los más familiarizados con el sitio de Salem Harbor, y podrían ser un aporte valioso a un futuro operador de planta, incluso durante el proceso de demolición*”¹⁴³.

Pérdida de ingresos fiscales – en línea con las preocupaciones expresadas por la municipalidad, vecinos plantearon la preocupación de que sus impuestos (en particular, impuestos a las propiedades residenciales) podrían verse aumentados si el futuro uso del sitio no lograba generar ingresos fiscales suficientes. Además, señalaban que la calidad de servicios públicos financiados por impuestos locales, por

¹⁴⁰ Ibid., p.35.

¹⁴¹ Grupo de Trabajo para la Revitalización de Salem Harbor, pp.37-39.

¹⁴² Ibid., pp.37-38.

¹⁴³ Ibid., p.39.

ejemplo, la educación pública, podría verse perjudicada por la pérdida de ingresos fiscales asociados a la central Salem Harbor. Según un entrevistado del Consultor, esta fue la preocupación más importante planteada por vecinos y grupos comunitarios¹⁴⁴.

Ruido – según explica el informe, vecinos expresaron preocupaciones acerca de posibles ruidos molestos en conexión con los posibles futuros usos industriales o comerciales del sitio.

Tráfico – al igual que el punto anterior, vecinos indicaron estar preocupados sobre un posible aumento en tráfico asociado a los posibles usos industriales y comerciales en el futuro. Cabe resaltar que, en el estudio de evaluación, la minimización de tráfico fue identificada como prioridad número cuatro de la comunidad local. Según explicó un entrevistado del Grupo de Trabajo, vecinos expresaron una preocupación en particular sobre el tráfico que se podría generar durante la fase de construcción, pues el sitio de Salem Harbor se encuentra inserto en una zona residencial, por lo tanto, el paso de camiones por las calles locales podría generar molestias para los vecinos.

Construcción – en línea con los dos puntos anteriores, vecinos expresaron preocupaciones acerca de los impactos de la construcción, tanto de un futuro proyecto como de las obras de mejoramiento de infraestructura que podrían eventualmente ser necesarias en la zona. De hecho, la construcción efectivamente fue un punto de fricción entre la empresa Footprint Power y la comunidad local.

Salud y seguridad – según explica el informe, miembros de una agrupación vecinal expresaron preocupaciones acerca de los impactos para la seguridad y la salud ocupacional del proyecto nuevo. En particular, vecinos expresaron un interés fuerte en asegurar que la nueva construcción fuera limpia, aunque en general se reconoció que casi cualquier nuevo proyecto sería más limpio que la antigua planta de carbón¹⁴⁵.

Preocupaciones ambientales – finalmente, el informe señala: *“los grupos locales ambientales están cada vez más preocupados, aunque también divididos, sobre las propuestas de construir una nueva planta de generación eléctrica a gas natural”*¹⁴⁶. Según se explica, un grupo ambiental apoyaba la construcción de la planta propuesta por Footprint, ya que tendría que cumplir con condiciones estrictas para la remediación del sitio, sin embargo, dos grupos ambientales se oponían a cualquier planta nueva, *“citando la emisión continua de gases invernadero, impactos ambientales y argumentos en contra de la necesidad de tal tipo de planta en el Estado”*¹⁴⁷. Según explica un entrevistado, estos grupos hubieran preferido crear un proyecto solar o eólico en el sitio de Salem Harbor, pero era difícil conseguir un respaldo político para

¹⁴⁴Entrevista a Dan Dolan.

¹⁴⁵ Entrevista a Dan Dolan.

¹⁴⁶ Salem Harbor Revitalization Task Force, p.38.

¹⁴⁷ Ibíd.

esas opciones, además, el sitio no contaba con la superficie necesaria para crear un proyecto renovable que aborde las necesidades energéticas del Estado¹⁴⁸.

7.1.3.4 Medidas para abordar preocupaciones claves

Tal como se ha señalado, las preocupaciones centrales de la comunidad y la municipalidad en torno al futuro del sitio Salem Harbor tenían que ver con la pérdida de ingresos fiscales, la pérdida de trabajos y la generación de un muelle de cruceros y espacio abierto en el borde costero. Es importante explicar que tanto Footprint Power como el Estado de Massachusetts tomaron pasos para abordar estos aspectos.

A continuación, se reseñan las medidas tomadas.

Creación del terminal de cruceros

Según explicó un entrevistado, las centrales de gas requieren menos espacio que las centrales de carbón, por lo tanto, realizar el proyecto de Footprint dejaría espacio abierto para la realización del muelle de cruceros¹⁴⁹. Para facilitar lo anterior, Footprint Power donó una porción sustancial de su predio al municipio para la construcción del muelle. Esto fue incentivado por una reducción en impuestos, pues como Footprint sería dueño de menos propiedad, pagaría menos en impuestos a la ciudad de Salem. Además, según explica un entrevistado, existía un acuerdo político informal bajo el cual el municipio apoyaría el proyecto de Footprint a cambio de recibir el predio requerido para el muelle¹⁵⁰. Hoy en día, el muelle de cruceros está operativo.

Ingresos fiscales

La concreción del terminal de cruceros implicó que efectivamente la ciudad de Salem recibiría menos ingresos fiscales desde el sitio de Salem Harbor. Pues en Massachusetts, los impuestos locales se calculan en base a la cantidad y el valor del terreno, y ambos han disminuido desde el cierre de la antigua planta¹⁵¹.

Para abordar este tema, el Grupo de Trabajo recomendó utilizar fondos públicos para aumentar los ingresos fiscales de la ciudad durante un período de 7 años, esto para hacer menos “dolorosa” la pérdida de ingresos fiscales y darle tiempo a la municipalidad para reforzar los ingresos obtenidos de otras fuentes, en particular el turismo.

Más específicamente, el estado de Massachusetts participa en un programa de reducción de gases de efecto invernadero (Regional Greenhouse Gas Initiative – RGGI¹⁵²), el cual recauda fondos a partir de

¹⁴⁸ Entrevista a Dan Dolan.

¹⁴⁹ *Ibíd.*

¹⁵⁰ *Ibíd.*

¹⁵¹ *Ibíd.*

¹⁵² Para más sobre este programa, véase: <https://www.rggi.org/> (visitado 4 septiembre 2018).

cuotas de emisiones. El Grupo de Trabajo recomendó dedicar fondos de dicho programa a la ciudad de Salem, para así reforzar los ingresos de la municipalidad.

Según explicó un entrevistado, esta solución era apropiada, pues los fondos no tenían que salir del presupuesto del Estado. Además, como eran fondos asociados a la protección del medio ambiente, de cierta manera traspasarlos a la ciudad reconocía simbólicamente los costos ambientales que pagó Salem durante los años de operación de la antigua central a carbón¹⁵³.

Actualmente, la ciudad todavía recibe fondos del programa RGGI, y a la vez está potenciando los ingresos recibidos a través de actividades turísticas como los cruceros¹⁵⁴.

Empleo

Según explicó un entrevistado, efectivamente la planta de gas requiere bastante menos trabajadores que la antigua planta de carbón (aunque la fase de construcción requirió cientos de trabajadores). Por lo tanto, abordar este tema en el Grupo de Trabajo fue difícil y requirió un trabajo arduo con el sindicato de trabajadores para socializar la idea de que muchos trabajos no volverían¹⁵⁵. No obstante, el Grupo de Trabajo y Footprint Power sí tomaron algunos pasos para resguardar los intereses de los trabajadores. En particular, Footprint se comprometió solo a contratar trabajadores del sindicato en la nueva planta y el Grupo de Trabajo recomendó utilizar fondos públicos para ofrecer programas de capacitación a los trabajadores; según un entrevistado, dichos fondos fueron obtenidos y traspasados al sindicato¹⁵⁶.

Tráfico

Tal como se ha señalado, vecinos del sector también expresaron una preocupación sobre la congestión vehicular en el sitio, sobre todo durante la fase de construcción. Según explicó un entrevistado, dicha preocupación fue abordada por Footprint Power, ya que la empresa se comprometió a traer todos los materiales requeridos para la construcción en barcaza, para minimizar – y en gran parte evitar – el tránsito de camiones por las vías locales¹⁵⁷.

¹⁵³ Entrevista a Dan Dolan.

¹⁵⁴ *Ibíd.*

¹⁵⁵ *Ibíd.*

¹⁵⁶ *Ibíd.*

¹⁵⁷ *Ibíd.*

7.2 Caso 2: Central Pietro Vannucci (Central Bastardo), Italia

La central Pietro Vannucci, también conocida como la central “Bastardo”, es una central de carbón perteneciente a la empresa Enel. La central está ubicada en un predio de 14 hectáreas en la Comuna de Gualdo Cattaneo, Italia (Provincia de Perugia, Región de Umbría), con una capacidad de 150 MW (dos unidades de 75 MW).

En el año 2016, en el marco de su programa Futur-E, Enel inició un proceso de venta y reconversión de la planta, el cual todavía no ha concluido.

A continuación, se expone una síntesis del proceso de reconversión contemplado por el programa Futur-E y los avances en el caso de la central Bastardo.

7.2.1 Contexto y antecedentes de la planta

A continuación, se describe brevemente el contexto general de la planta, la comunidad en la cual se emplaza y el proceso de reconversión contemplado por Enel.

7.2.1.1 La Central Pietro Vannucci (“Bastardo”)

La Central Pietro Vannucci se ubica en Gualdo Cattaneo, comuna que se encuentra en el centro de Italia, a unos 25 km al sureste de la ciudad de Perugia. Según explica un dossier del proyecto preparado por Enel, esta zona cuenta con recursos de lignito. La existencia de este recurso llevó al desarrollo de la primera planta de lignito – la original central Bastardo – durante los años 1920, abriéndose en el año 1935 en una localidad cercana a la actual central Pietro Vannucci¹⁵⁸.

La central Bastardo antigua fue destruida durante la Segunda Guerra Mundial, *“dejando un vacío de trabajos en esta región tradicionalmente pobre”*¹⁵⁹. En los años 1950, se empezó el proceso de desarrollar una nueva central de lignito, proceso que culminó con el desarrollo de la actual central Bastardo durante los años 1960. Como parte del proceso de nacionalización del sector eléctrico realizado en la misma década, la central fue transferida a Enel durante su construcción. Al obtener la central, Enel *“determinó que el uso del lignito era poco competitivo y optó en su lugar de usar petróleo. La central empezó a funcionar en el año 1967”*¹⁶⁰.

Entre los años 1988-1991, la central fue convertida nuevamente a una planta de carbón, decisión tomada principalmente por el interés de Enel en diversificar los recursos utilizados para generar energía¹⁶¹. Hoy en día, la central está emplazada en un terreno de 14 hectáreas, predio que incluye las instalaciones de la

¹⁵⁸ Ibid., p.7.

¹⁵⁹ Ibid., p.9.

¹⁶⁰ Ibid. Esta y otras citas del original inglés o italiano fueron traducidas informalmente por el equipo Inodú.

¹⁶¹ Ibid.

central, así como 2 hectáreas para el almacenamiento del carbón¹⁶². El suministro de carbón para la planta proviene del Puerto de Anacona, ubicado unos 150 km del sitio. Este carbón es transportado a la planta por ferrocarril hasta la estación Foligno, y luego en camiones durante el último tramo de 20 km¹⁶³.

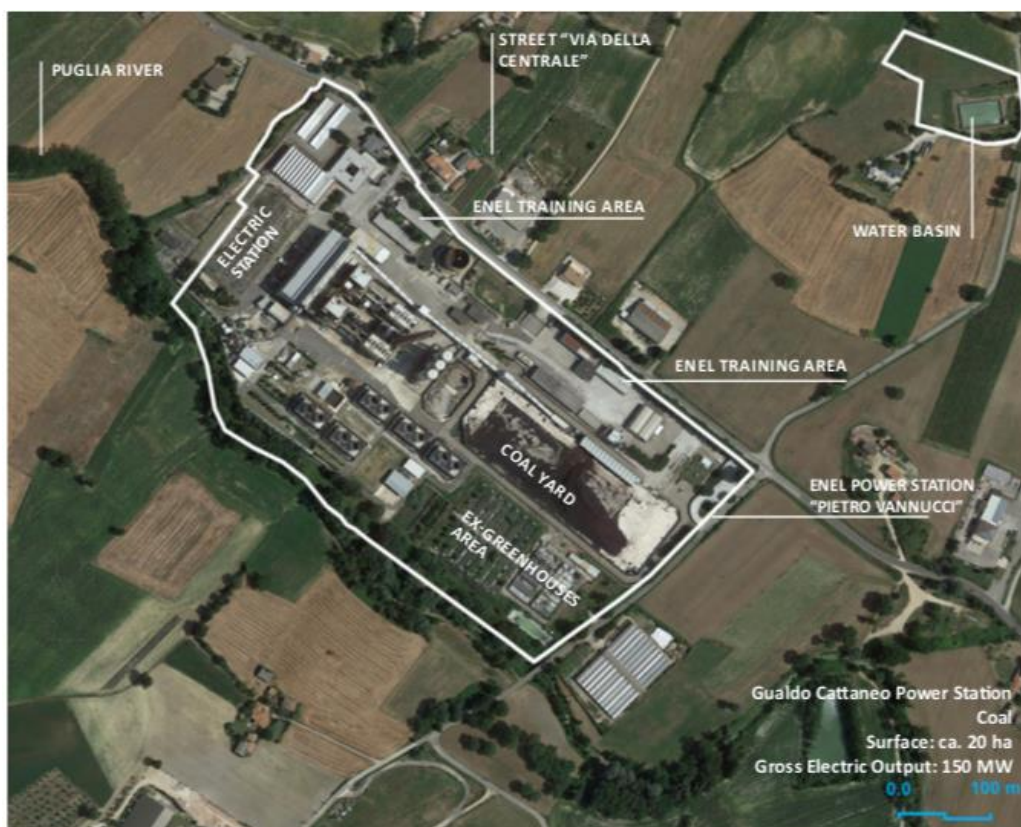


Figura 36: Central Pietro Vannucci (Fuente: Enel, *Dossier*, p.6)

Durante los años 2000, la planta obtuvo certificación ISO 9001 e ISO 14001; además fue registrada bajo la Esquema para la Gestión Ecológica y Auditoría de la Unión Europea¹⁶⁴. Según explica el sitio web de Enel, desde el año 2000, *“la producción de la planta ha disminuido considerablemente”*¹⁶⁵, esto debido principalmente a una reducción en la demanda para energía eléctrica¹⁶⁶. En años recientes, la planta no ha operado regularmente¹⁶⁷, pero sí ha sido utilizada en casos de emergencia¹⁶⁸.

¹⁶² Enel, “Bastardo”. *Sitio web de Enel (s/f)* (disponible de: <https://corporate.enel.it/en/futur-e/plants/bastardo>, visitado 30 agosto 2018).

¹⁶³ *Ibíd.*

¹⁶⁴ Para más sobre este programa, véase: http://ec.europa.eu/environment/emas/index_en.htm (visitado 5 septiembre 2018).

¹⁶⁵ *Ibíd.*

¹⁶⁶ Enel, “Futur-E: New life for the Enel Bastardo Site”. *Enel*, 29 noviembre 2016 (disponible de: <https://www.enel.com/media/press/d/2016/11/futur-e--new-life-for-the-enel-bastardo-site>, visitado 5 septiembre 2018).

¹⁶⁷ *Ibíd.*

7.2.1.2 La comuna de Gualdo Cattaneo

Tal como se ha señalado, la Comuna de Gualdo Cattaneo, donde se localiza la planta Bastardo, se ubica en el centro de Italia, a unos 25 km de la ciudad de Perugia. Esta parte de Italia cuenta con un rango de atractivos turísticos, en particular, castillos e iglesias que datan a la antigua Roma, viñedos y molinos de aceite de oliva¹⁶⁹. La producción de aceite de oliva es una tradición particularmente importante de la zona, pues data al siglo XVIII y forma parte de la ruta turística de la zona. Otros productos agropecuarios importantes de la zona – e importantes para el turismo local - incluyen, miel, trufas, queso pecorino y ricota y carne de res y ternera¹⁷⁰.

Según el dossier ya mencionado, la industria del carbón históricamente era una actividad económica importante de la zona, sin embargo, ha ido perdiendo importancia durante las últimas décadas. En particular, se señala que la central Bastardo era “*un centro económico importante de la región*”¹⁷¹ hasta principios de los años 2000. Agrega, como otro ejemplo, que en los últimos años una mina de carbón ubicada cerca de la central Bastardo se convirtió en un parque, el cual cuenta con un museo y una pista para aviones¹⁷².

Según datos del año 2008, la comuna de Gualdo Cattaneo cuenta con 456 negocios “activos”, los cuales emplean 1.437 trabajadores (solo 7 de estos negocios emplean más de 20 personas)¹⁷³. Estos negocios pertenecen a las siguientes industrias y sectores:

- 48 negocios industriales;
- 96 negocios relacionados con la construcción;
- 114 negocios de retail y ventas por mayor;
- 34 negocios de hotelería; 14 empresas servicios financieros, inmobiliarios y seguros;
- 56 negocios de comunicaciones y servicios profesionales, científicos y técnicos;
- 66 negocios de transportes, almacenamiento y apoyo; y
- 28 negocios de servicios de educación y salud¹⁷⁴.

¹⁶⁸ Umbria24, “Centrali Enel, su Bastardo e Pietrafitta resta incertezza. Regione: Ecco la situazione”. *Umbria24*, 28 agosto 2018 (disponible de: <http://www.umbria24.it/economia/centrali-enel-bastardo-pietrafitta-resta-incertezza-regione-la-situazione>, visitado 5 septiembre 2018).

¹⁶⁹ Enel, “La Empresa”. *Sitio web de Enel*, s/f (disponible de: <https://www.enel.com/es/quienessomos/la-empresa>, visitado 30 agosto 2018).

¹⁷⁰ Dossier., p.14.

¹⁷¹ *Ibíd.*, p.14.

¹⁷² *Ibíd.*

¹⁷³ *Ibíd.*

¹⁷⁴ *Ibíd.*

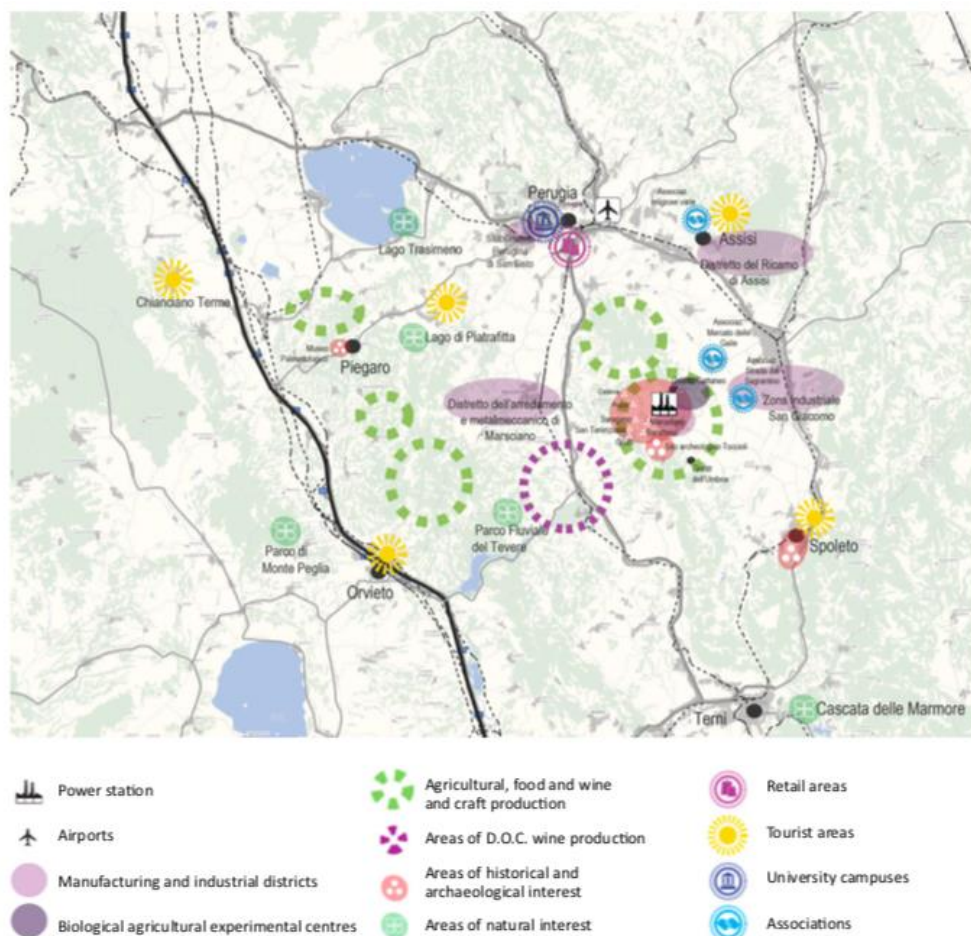


Figura 37: Actividades productivas en la zona (Fuente: Enel, *Dossier*, p.13)

El dossier agrega:

“La agricultura todavía es una fuente de ingresos importante para la región alrededor de la Comuna de Gualdo Cattaneo, donde se ubican varios molinos de aceite de oliva importantes... Muchas actividades comerciales y servicios para la población local han dejado paulatinamente el viejo centro de Gualdo Cattaneo en los últimos años; actualmente hay solo un negocio comercial (panadería y almacén) y una oficina de correos”¹⁷⁵.

Cabe agregar que la central Bastardo está emplazada en el lado noreste del río Puglia y está rodeada por cerros utilizados principalmente para la agricultura (la planta no utiliza recursos hídricos de dicho río)¹⁷⁶. Según el dossier del proyecto, en el entorno inmediato de la planta existen solo pequeñas áreas

¹⁷⁵ *Ibíd.*

¹⁷⁶ Enel, “Request for expressions of interest regarding the redevelopment and acquisition of an industrial site held by Enel in Gualdo Cattaneo (PG): Dossier”. Enel (disponible de: <https://corporate.enel.it/en/futur-e/plants/bastardo>, descargado 5 septiembre 2018): p.6. En adelante, citado como “Dossier”.

residenciales; según se explica, unos 10.000 habitantes viven a menos de 10 minutos de la planta, mientras un total de unos 740.000 habitantes viven a menos de 60 minutos de la misma¹⁷⁷.



View of the power station (right side of the picture) and of the historic centre of Gualdo Cattaneo (left side)

Figura 38: La central Bastardo y su entorno (Fuente: Enel, *Dossier*, p.3.)

7.2.1.3 La nueva estrategia corporativa de Enel y el programa Futur-e

Para poder enmarcar el proceso de reconversión que se está realizando en el caso de la central Bastardo, es importante explicar que el proyecto forma parte de una iniciativa más amplia de la empresa Enel. El Grupo Enel tiene operaciones en 34 países (incluyendo Chile). En Italia, es una de las empresas más importantes. Su accionista más grande es el Ministerio italiano de Economía y Finanzas, entidad que posee 23,6% de las acciones de la empresa¹⁷⁸.

Desde el año 2016, Enel ha buscado generar una nueva identidad corporativa, basada en los conceptos de sostenibilidad, apertura e innovación. Según explica su sitio web,

“...la innovación y la sostenibilidad son dos principios clave: no hay sostenibilidad sin innovación, y esta debe orientarse hacia la sostenibilidad. Antes que tecnológica, la innovación debe ser cultural, esto significa abrirse a las colaboraciones que provengan tanto desde dentro como desde fuera de la empresa, para favorecer así los procesos de co-creación de acuerdo a un enfoque abierto que promueva un valor compartido a largo plazo”¹⁷⁹.

Se agrega que esta nueva imagen “representa el concepto de una moderna empresa de servicio público abierta, flexible, reactiva y con la capacidad de liderar la transición energética”¹⁸⁰.

¹⁷⁷ *Ibíd.*, p.12.

¹⁷⁸ Enel, “La Empresa”. Sitio web de Enel, s/f (disponible de: <https://www.enel.com/es/quienessomos/la-empresa>, visitado 30 agosto 2018).

¹⁷⁹ *Ibíd.*

¹⁸⁰ *Ibíd.*

Como parte de esta iniciativa, en el año 2015 Enel lanzó el Proyecto Futur-E, programa que se conceptualiza como un modelo de economía circular para “dar nueva vida” a 23 centrales termoeléctricas en Italia¹⁸¹. Según explica un video disponible en el sitio web de la empresa, el programa Futur-E busca reconvertir estas plantas, dándoles usos que sean coherentes con el entorno local y que no necesariamente deben estar ligados a la industria energética¹⁸². La planta Bastardo es una de las plantas identificadas para la reconversión en el marco del proyecto Futur-E.

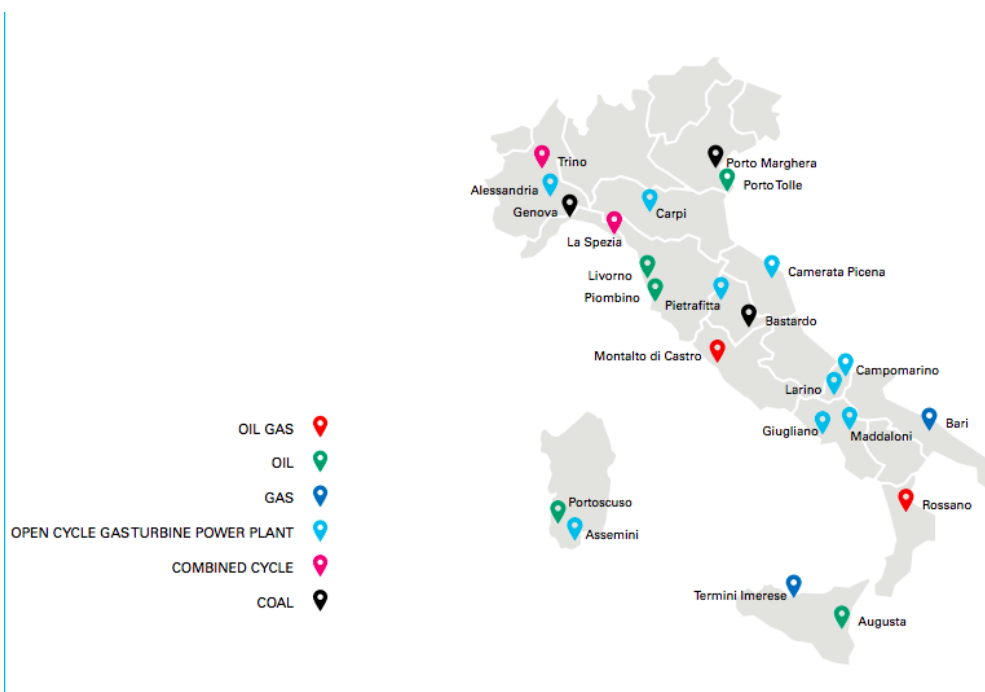


Figura 39: Mapa de las plantas del programa Futur-E (Fuente: Enel, “Futur-E: Towards new forms of energy”, p.3)

Cabe notar que Futur-E contempla la colaboración con las comunidades locales durante el proceso de reconversión. Según explica el video ya mencionado, este proceso colaborativo empieza con un diagnóstico que involucra trabajar con las instituciones y comunidades locales para identificar sus necesidades. Luego, la empresa busca inversionistas nacionales e internacionales con ideas de proyectos de reconversión que son ambiental, social y económicamente sostenibles. La empresa comparte las propuestas recibidas con las comunidades locales¹⁸³, para que sean evaluadas por un “jurado” compuesto por Enel, instituciones locales y universidades¹⁸⁴. Según explica un folleto sobre el programa, “Solo los proyectos que cumplen con los criterios de sostenibilidad, innovación y economía circular – y que se

¹⁸¹ Enel, “Futur-e”. Sitio web de Enel, s/f (disponible de: <https://corporate.enel.it/en/futur-e>, visitado 30 agosto 2018).

¹⁸² Ibíd.

¹⁸³ Ibíd.

¹⁸⁴ Enel, “Futur-E: Towards new forms of energy.” Enel (disponible de: https://corporate.enel.it/content/dam/enel-it/futur-e/documenti/business-view/futur-e-brochure-2017_en.pdf, descargado 30 agosto 2018): p.5

consideran adecuados para las necesidades de la comunidad local – pueden avanzar a las negociaciones finales para la venta del sitio”¹⁸⁵.

7.2.2 Proceso de cierre y reconversión

En el marco del programa Futur-E, en noviembre del año 2016 Enel abrió un proceso para la adquisición y reconversión de la central Bastardo. El sitio contemplado para la reconversión incluye no solamente la planta misma, sino también una zona de bombeo de agua del río Timia, ubicada a unos 6,5 km de la central¹⁸⁶.

El proceso de reconversión comenzó con la publicación de una solicitud de propuestas (“expresiones de interés”) para el sitio, documento que también explica el proceso a seguir¹⁸⁷. Específicamente, se explica que el proceso incluye dos fases:

- **Fase 1: Expresiones de interés** – las partes interesadas en adquirir y reconvertir el sitio deben entregar propuestas para el uso del sitio. Estos postulantes pueden ser personas naturales, empresas o corporaciones de cualquier nacionalidad, y pueden postular individualmente o en conjunto¹⁸⁸. Según se explica, las propuestas pueden contemplar un rango amplio de usos del sitio, sin embargo, no se puede contemplar proyectos de gestión de residuos, ni tampoco proyectos para la generación de energía eléctrica. Dice:

“Los proyectos propuestos pueden relacionarse con la mejora funcional del Sitio, tales como, de modo de ejemplo y sin limitaciones, turismo-hotelería, cultura, deportes, innovación industrial, ICT y sector innovador de servicios, agricultura, investigación y desarrollo, logística.

Otras funciones pueden ser consideradas, con la única excepción de aquellos proyectos que contemplen sistemas y/o plantas de gestión, procesamiento y disposición de residuos, o plantas para la producción de energía eléctrica. Los Proyectos pueden incluir el desarrollo simultáneo de uno o más alcances funcionales también”¹⁸⁹.

Según se explica, al finalizar el plazo para la entrega de expresiones de interés, “Enel procederá con una selección preliminar, según sus propios criterios”¹⁹⁰, así eligiendo las propuestas que avanzarán a la segunda etapa del proceso.

¹⁸⁵ Ibíd.

¹⁸⁶ Dossier, p.24.

¹⁸⁷ Enel, “Solicitud de declaraciones de interés”. Sitio web de Enel, 30 noviembre 2016 (disponible de: <https://corporate.enel.it/content/dam/enel-it/futur-e/documenti/bastardo/E-interest-gualdo-2016-11-30-F.pdf>, descargado 30 agosto 2018).

¹⁸⁸ Ibíd., p.2.

¹⁸⁹ Ibíd.

- **Fase 2: Due diligence, inspección del sitio y oferta vinculante de compra**— las propuestas preseleccionadas avanzarán a un proceso de *due diligence* e inspección del sitio. Si esas dos actividades proceden exitosamente, los postulantes son invitados a entregar una oferta vinculante de compra, la cual debe incluir una propuesta detallada del proyecto (incluyendo dibujos ilustrativos, informes técnicos, plan de negocios, evaluación de sostenibilidad e imágenes del proyecto), junto con una oferta económica para la compra del sitio¹⁹¹.

Según se explica, los proyectos que avanzan a esta etapa serán evaluados según los siguientes criterios: 1) calidad de la solución y nivel de innovación; 2) sostenibilidad social, beneficios laborales directos y beneficios para negocios locales; 3) sostenibilidad ambiental; y 4) sostenibilidad económica (rentabilidad de la iniciativa). Esta evaluación será realizada por una comisión en base a un análisis de los criterios señalados realizado por la Universidad Politécnico de Milano¹⁹². Se explica que luego de este proceso, Enel puede negociar de manera individual con uno o más postulantes, con el objeto de cerrar exitosamente la venta del Sitio. Se agrega:

“En ese momento, los términos económicos relevantes serán negociados y resueltos, junto con posibles términos adicionales relacionados con eventuales actividades de remediación ambiental y demolición de edificios y estructuras, así como los costos y gastos relacionados”¹⁹³.

La solicitud de expresiones de interés inicialmente contempló recibirlas hasta el 31 de marzo del 2017 (período de 4 meses), para luego recibir propuestas de proyecto y ofertas económicas hasta el 28 de abril del mismo año (plazo de 1 mes, aproximadamente). Sin embargo, según avisos publicados en el sitio web del proyecto, estos plazos fueron posteriormente ajustados, pues se recibieron expresiones de interés hasta el 30 de junio del 2017 y el plazo para recibir propuestas de proyecto y ofertas económicas vinculantes se ha extendido hasta el 31 de enero del 2019¹⁹⁴. El sitio web informa, además:

“...en cuanto esté disponible, se publicará la carta del Ministerio de Desarrollo Económico con la evaluación actualizada de la solicitud de Enel para la conclusión definitiva de las actividades en la central eléctrica ...”¹⁹⁵

Según explican algunos reportajes, estos cambios surgieron porque el Estado Italiano pidió a Enel mantener la central Bastardo en funcionamiento durante 2017 y 2018, y efectivamente se utilizó la planta

¹⁹⁰ *Ibíd.*, p.4

¹⁹¹ *Ibíd.*, p.5

¹⁹² *Ibíd.*, p.5.

¹⁹³ *Ibíd.*, pp.5-6.

¹⁹⁴ Enel, “Bastardo”. *Sitio web de Enel (s/f)* (disponible de: <https://corporate.enel.it/en/futur-e/plants/bastardo>, visitado 30 agosto 2018).

¹⁹⁵ *Ibíd.*

para abastecer energía eléctrica durante emergencias durante este período. Dado esta situación, Enel decidió ampliar el plazo para la entrega de propuestas hasta principios del año 2019¹⁹⁶.

7.2.3 Implementación del proceso: principales temáticas y preocupaciones

Actualmente el proceso de reconversión está en curso y no se ha elegido el proyecto que eventualmente reemplazaría la central de carbón. Enel aún no ha publicado los resultados de su trabajo inicial con la comunidad, de acuerdo a la metodología señalada del programa Futur-E.

Según algunos reportajes, sin embargo, Enel y el gobierno regional de Umbría firmaron un acuerdo marco para colaborar en torno a la reconversión del sitio, acuerdo que señala algunas de las prioridades de la autoridad regional para el sitio. Por ejemplo, un artículo explica que, durante una sesión de la Asamblea Legislativa de la Región de Umbría, un consejero regional enfatizó la importancia de realizar el trabajo colaborativo acordado con Enel para dar un uso sostenible al predio de la planta, agregando:

“El proyecto, recuerda [Consejero Regional] Rometti, también preveía la activación de fondos comunitarios para apoyar la actividad elegida, así como el mejoramiento de capacitaciones especializadas para trabajadores de Enel a nivel nacional; a través del establecimiento de un centro de educación que podría convertirse en un polo atractivo para investigadores y académicos y una estructura de excelencia dentro de la Región de Umbría. También se contempló la generación de una Mesa de Trabajo con las Municipalidades involucradas con el objeto de evaluar el plan de reconversión y asegurar su compatibilidad, adecuada y económicamente sostenible, con la vocación productiva actual del área”¹⁹⁷.

Según el mismo artículo, el consejero agrega que Enel debe respetar su compromiso con respecto a la reconversión del proyecto, indicando que la situación es particularmente importante para los 30 trabajadores de la planta¹⁹⁸.

¹⁹⁶ Véase, por ejemplo: Regione Umbria Assembleia legislativa: Question Time (2): ‘Riconversione centrale Enel di Bastardo’ a Rometti (SER) risponde assessore Paparelli: ‘Prorogato a tutto il 2018 il termine per presentare nuove proposte’. *Consiglio Regione Umbria*, 17 abril 2018 (disponible de: <http://www.consiglio.regione.umbria.it/informazione/notizie-acq/question-time-2-riconversione-centrale-enel-bastardo-rometti-ser-risponde>, visitado 5 septiembre 2018).

¹⁹⁷ *Ibíd.*

¹⁹⁸ *Ibíd.*

7.3 Caso 3: Central Hazelwood, Australia

El proyecto Hazelwood es una central de carbón y una mina de carbón pertenecientes a la empresa Engie. En su auge, la planta, ubicada en el estado de Victoria, Australia, generaba 1.600 MW¹⁹⁹. Al momento cerrarse, en marzo 2017, Hazelwood *“empleaba directamente 750 personas – 450 empleados y 300 contratistas. Proporcionaba 25% de los requerimientos de energía de Victoria y más de 5% de la total demanda energética de Australia”*²⁰⁰. Actualmente, Engie está llevando a cabo un proceso de dismantelar la planta y la mina. Los planes de dismantelamiento involucran, por un lado, demoler la central eléctrica y dejar su sitio en condiciones aptas para usos industriales y, por otro lado, rehabilitar la mina y convertirla en un lago.

A continuación, se presenta el proceso de dismantelamiento realizado a la fecha.

7.3.1 Contexto y antecedentes de la planta

A continuación, se describe brevemente el contexto de la planta y la comunidad en la cual se emplaza.

7.3.1.1 El Proyecto Hazelwood

La central eléctrica de carbón Hazelwood fue construida durante la década de los 1960. Inicialmente, el proyecto contemplaba seis unidades generadoras de 200 MW, las cuales serían desarrolladas paulatinamente entre 1964-1970. Posteriormente, en 1965, el gobierno del estado de Victoria aprobó dos unidades más, llegando a un total de ocho unidades con una capacidad generadora de 1.600 MW²⁰¹. Si bien unidades individuales empezaron a operar durante los años 1960, la central abrió oficialmente en 1971²⁰².

La central se abastecía desde una mina de carbón aledaña a la planta²⁰³. En su auge, se extraía de la mina hasta 19 millones de toneladas de carbón (lignito) anualmente para abastecer la central Hazelwood²⁰⁴. Este carbón era entregado a la central a través de *“una red extensa de cintas transportadoras y bunkers*

¹⁹⁹ Engie, *Hazelwood: The life of Hazelwood and its people, 1964-2017* (disponible de: <http://engie.com.au/hazelwood-closure/Life-of-Hazelwood---Video-and-History-Book>, descargado 14 septiembre 2018): p.4.

²⁰⁰ Engie, *Hazelwood: The life of Hazelwood and its people, 1964-2017*, p.5.

²⁰¹ Engie, “Hazelwood History Brochure” (disponible de: <http://engie.com.au/media/UploadedDocuments/Hazelwood%20Closure/History/Hazelwood%20History%20Brochure.pdf>, descargado 14 septiembre 2018): p.3.

²⁰² Engie, “Hazelwood History Brochure” (disponible de: <http://engie.com.au/media/UploadedDocuments/Hazelwood%20Closure/History/Hazelwood%20History%20Brochure.pdf>, descargado 14 septiembre 2018): p.3.

²⁰³ *Ibíd.*

²⁰⁴ Engie, *Hazelwood: The life of Hazelwood and its people, 1964-2017*, p.13.

de almacenamiento de concreto”²⁰⁵; según explica un libro de Engie, el sistema de cintas transportadoras de la mina medía unos 26 km²⁰⁶.

En su totalidad, Hazelwood ocupa “3.554 hectáreas y tiene un límite perimetral de 39 km con el perímetro de la mina midiendo unos 16 km”²⁰⁷. Además de la central y la mina, el sitio incluye una amplia piscina de enfriamiento, la cual históricamente era accesible para el público. Según explica un folleto sobre el proyecto:

*“Durante los años 70s, muchas personas visitaban lo que se describía como ‘una de las mejores playas de Victoria, ubicada a muchas millas del mar’. En realidad, era una playa improvisada creada con arena importada en la orilla de la piscina de enfriamiento de Hazelwood. Este tanque de enfriamiento sirvió durante años para actividades de natación, navegación y vela, e incluso llamó la atención internacional cuando se realizó ahí, en el año 1999, el Campeonato Pan Pacífico de Natación en Aguas Abiertas”*²⁰⁸.



Figura 40: Central de Hazelwood (Fuente: Engie, *Hazelwood: The life of Hazelwood and its people, 1964-2017*, p.20)

Hasta el año 1996, el proyecto Hazelwood pertenecía a la Comisión de Electricidad del Estado de Victoria (State Electricity Commission - SEC), una entidad pública²⁰⁹. Posteriormente, la planta se privatizó y pasó por distintas adquisiciones y fusiones. A partir del año 2011 el propietario fue un consorcio formado por

²⁰⁵ *Ibíd.* Esta y otras citas de textos en inglés fueron traducidas informalmente por el equipo Inodú.

²⁰⁶ *Ibíd.*, p.14.

²⁰⁷ *Ibíd.*, p.7.

²⁰⁸ *Ibíd.*, p.32.

²⁰⁹ Engie, “Hazelwood History Brochure”, p.3.

International Power y GDF Suez. Posteriormente, el 2012 pasó a ser parte de GDF Suez y, el año 2015, GDF Suez pasó a llamarse Engie.

En las últimas décadas de su operación, Hazelwood llegó a ser un proyecto controversial por sus emisiones atmosféricas²¹⁰. En el año 2005, la ONG ambiental WWF publicó un informe según el cual *“la central eléctrica Hazelwood era la central más contaminante de su escala, no solamente en Australia sino en el mundo industrializado”*²¹¹. Un informe del senado australiano publicado en 2017 profundizó en este punto, señalando:

*“La central de Hazelwood, en el Valle Latrobe de Victoria... es la fuente de emisiones de carbono más intensa en Australia, al generar emisiones de 1,52 toneladas de CO₂/MWh. Esto totaliza 15 millones de toneladas de emisiones cada año, lo que representa aproximadamente el 2,8% las emisiones de Australia. Su alto nivel de emisiones se debe en parte a su edad; Hazelwood tiene ocho unidades que se construyeron entre 1964 y 1971, por lo tanto, es la generadora de carbón más antigua de Victoria”*²¹².

Dado la contaminación generada por la central, organizaciones ambientales locales e internacionales organizaron campañas en contra del proyecto, abogando por su cierre. Un libro de Engie sobre la historia de Hazelwood reconoce esta oposición, señalando:

*“Durante mucho tiempo, activistas ambientales han abogado por el cierre de Hazelwood, con muchas protestas a finales de los años 2000. Una de las protestas más grandes se realizó durante el Día Internacional de Acción Climática, con cientos de manifestantes protestando afuera del sitio. La protesta, realizada el día 11 de octubre 2010, fue organizada por un movimiento denominado Switch Off Hazelwood [‘Apaga Hazelwood’], cuyos colaboradores incluían a Greenpeace y Friends of the Earth, en una campaña para cerrar la central debido a sus emisiones de gases de invernadero”*²¹³.

La controversia en torno a Hazelwood se agudizó en el año 2014, cuando la mina se incendió. Según explica un grupo ambientalista del estado de Victoria, el incendio generó *“... el peor desastre de contaminación atmosférica en la historia de Victoria... [la mina] ardió sin control durante 45 días, cubriendo las casas de más de 15.000 personas con cenizas tóxicas de carbón durante semanas y dañando*

²¹⁰ Esto, a pesar de esfuerzos de mejorar el desempeño ambiental de la planta, por ejemplo, a través de Una Planta Piloto de Captura de Carbón, proyecto que abrió en el año 2009 y que fue diseñado para capturar 25 toneladas de CO₂ por día desde una de las unidades generadoras de la planta (para más sobre este y otros esfuerzos medioambientales, véase: Engie, *Hazelwood: The life of Hazelwood and its people, 1964-2017*, p.47-48).

²¹¹ WWF, “Australia’s worst power station dodges shut down”. WWF, 6 septiembre 2005 (disponible de: http://wwf.panda.org/wwf_news/?23010/Australias-worst-power-station-dodges-shut-down, visitado 14 septiembre 2018).

²¹² Comité de Medio Ambiente y Referencias de Comunicaciones del Senado, *Retirement of coal fired power stations: Final Report*. Canberra: Commonwealth of Australia, 2017: p.8.

²¹³ Engie, *Hazelwood: The life of Hazelwood and its people, 1964-2017*, p.45.

*la salud de la comunidad local*²¹⁴. Debido a lo anterior, el incendio tuvo el efecto de aumentar la oposición pública al proyecto y a otras minas de carbón en el estado de Victoria²¹⁵. Después del incendio, el Estado australiano realizó una investigación que generó una serie de recomendaciones para la empresa; además dio lugar a la formación de comités para estudiar la rehabilitación de minas de carbón a nivel estatal²¹⁶.

En mayo de 2016, Engie anunció que estaba evaluando el cierre de Hazelwood, indicando que lo anterior *“formaba parte de su decisión de dejar de lado la operación de plantas de carbón”*²¹⁷. Según informó el diario *The Guardian* en ese momento:

*“La gerente de Engie, Isabelle Kocher, indicó a un comité del senado francés el miércoles que la compañía planificaba dejar gradualmente la generación eléctrica de carbón en los próximos años... ‘para la planta Hazelwood, estamos estudiando todos los escenarios posibles, incluyendo el cierre o una venta en caso de que el estado de Victoria nos indique que no puede satisfacer las necesidades de generación sin esta planta’, indicó Kocher”*²¹⁸.

Posteriormente, en noviembre del mismo año, el CEO de Engie en Australia anunció que la empresa cerraría las 8 unidades de operación de la planta en marzo del 2017. En una nota de prensa, se señaló:

*“Hazelwood ya tiene más de 50 años. Ha sido un excelente contribuyente al Mercado Nacional de Electricidad, pero ahora hemos llegado a un punto en que ya no es rentable operar... ENGIE en Australia tendría que invertir cientos de millones de dólares para continuar con la operación de manera segura y sustentable. Dado las condiciones de mercado actuales y previstas, ese nivel de inversión no se puede justificar”*²¹⁹.

Cabe mencionar que, a pesar de los planteamientos de la empresa, otros actores interpretaron la decisión de cerrar la planta como un resultado de la controversia ambiental en torno al proyecto. La ONG ambiental Environment Victoria, por ejemplo, expone que distintas campañas ciudadanas lograron presionar a inversionistas, entre ellos, el estado francés, de retirarse de la Hazelwood, contribuyendo así

²¹⁴ Environment Victoria, “Looking Back: 6 moments in the campaign to phase out Australia’s dirtiest power station”. *Shorthand Social*, s/f (disponible de: <https://social.shorthand.com/EnviroVic/3gPxV6eK4fT/looking-back-6-moments-in-the-campaign-to-phase-out-australias-dirtiest-power-station>, visitado 19 septiembre 2018).

²¹⁵ *Ibíd.*

²¹⁶ Engie, *Hazelwood: The life of Hazelwood and its people, 1964-2017*, p.38. El incendio eventualmente dio lugar a procesos judiciales en contra de ENGIE, empresa que adquirió Hazelwood después del incendio (en 2014 la planta pertenecía a GDF Suez). Véase por ejemplo, Melissa Davey, “Australia’s dirtiest power station may be closed or sold, French owner says”. *The Guardian*, 26 mayo 2016 (disponible de: <https://www.theguardian.com/australia-news/2016/may/26/hazelwood-power-station-may-be-closed-or-sold-off-french-owner-says>, visitado 19 septiembre 2018).

²¹⁷ *Ibíd.*

²¹⁸ *Ibíd.*

²¹⁹ ENGIE, “Media Release: Hazelwood to close in March 2017” (disponible de: <http://www.gdfsuezau.com/media/UploadedDocuments/News/Hazelwood%20Clousure/Hazelwood%20closure%20-%20Media%20release.pdf>, visitado 19 septiembre 2018).

a su cierre²²⁰. Como otro ejemplo, un artículo de *The Guardian* notaba que el día del cierre, trabajadores colgaron sus cascos de seguridad, junto con pancartas que decían “Dios odia a los ambientalistas” (“God hates Greenies”), así dando de entender que el cierre era “culpa” de grupos ambientalistas²²¹.



Figura 41: Pancarta colgada por trabajadores de Hazelwood el día de su cierre (Fuente: Calla Wahlquist, “Hazelwood workers hang up their hats as power station closes”. *The Guardian*)

7.3.1.2 El Valle Latrobe

El Valle Latrobe se ubica en el estado de Victoria, región de Gippsland, unos 150 km al este de la ciudad de Melbourne. Según resume un informe de la Universidad Nacional de Australia, el Valle Latrobe “tiene aproximadamente 1.422 km², e incluye la Ciudad Latrobe, uno de los cuatro centros regionales principales de Victoria con una población de aproximadamente 74.000 y cuatro ciudades principales”²²². La ciudad más cercana al proyecto Hazelwood se llama Morwell. El informe señalado agrega:

“El Valle Latrobe está situado encima de una de las reservas más grandes de carbón en el mundo... Las reservas de carbón del Valle Latrobe consisten principalmente de lignito... las reservas de lignito del valle, explotadas por tres minas (Yallourn, Hazelwood y Loy Yang), son

²²⁰ Environment Victoria, “Looking Back: 6 moments in the campaign to phase out Australia’s dirtiest power station”. *Shorthand Social*.

²²¹ Calla Wahlquist, “Hazelwood workers hang up their hats as power station closes”. *The Guardian*, 31 marzo 2017 (disponible de: <https://www.theguardian.com/australia-news/2017/mar/31/hazelwood-workers-hang-up-their-hats-as-power-station-closes>, visitado 19 septiembre 2018).

²²² Frank Jotzo, Salim Mazouz y John Wiseman, “Coal transitions in Australia: Preparing for the looming domestic coal phase-out and falling export demand.” *Australian National University*, 2018: p.21.

utilizadas casi exclusivamente para la generación eléctrica de uso residencial, con el Valle Latrobe abasteciendo casi 90% de las necesidades eléctricas de Victoria”²²³.

En este sentido, como subraya el informe, *“la dependencia económica del Valle Latrobe en las industrias intensivas en emisiones de minas de carbón y generación eléctrica hacen que la región sea particularmente vulnerable a la adopción de políticas de reducción de emisiones de gases de invernadero”²²⁴.*

Por otro lado, el sitio web de Latrobe City, sede del gobierno local²²⁵, enfatiza otros aspectos de la zona. Señala, por ejemplo, que el Valle Latrobe es *“una de las regiones de mejor calidad de vida de Victoria, conocida por su salud, educación y servicios comunitarios”²²⁶*. Agrega que el Valle Latrobe:

“...tradicionalmente ha sido reconocido como el centro de la industria eléctrica de Victoria, la cual se deriva de uno de los depósitos de carbón más grandes del mundo. También es centro de una gran industria forestal que abastece la industria papelera de la empresa Australian Paper (la fábrica más grande de Australia) y otros aserraderos.

Otras industrias presentes en el área incluyen procesamiento de comida (Lion-Morwell), ingeniería, educación superior... y el sector de servicios. Siendo el centro más poblado de la región de Gippsland, Latrobe City actúa como el centro regional de agencias del Estado y operadores privados tales como bancos y empresas de seguros... inversionistas nuevos y existentes tienen acceso a mano de obra calificada, conectividad de caminos y transporte ferroviario, recursos naturales, infraestructura eléctrica establecida, instituciones de educación local y precios de suelo asequibles”²²⁷.

Según datos del gobierno local, elaborados en base a los censos nacionales de los años 2016, 2011, 2006 y 2001, los sectores de salud y servicios sociales emplean más personas en el valle (5.385 trabajos)²²⁸. Otras industrias importantes para el empleo local son: retail (3.780 trabajos), seguridad y administración pública (2.842 trabajos), construcción (2.824 trabajos), educación y capacitación (2.720 trabajos) y

²²³ Ibid.

²²⁴ Ibid., p.22.

²²⁵ Cabe explicar que Australia es un país federal, donde se distribuyen las facultades de gobierno entre el gobierno nacional, los gobiernos estatales y territoriales y los gobiernos locales. Los gobiernos locales pueden tener nombres diferentes, por ejemplo, ciudad, pueblo, municipalidad, etc. En el caso del Valle Latrobe, el gobierno local se llama la Ciudad de Latrobe (Latrobe City), figura que comprende las ciudades, pueblos y zonas rurales del Valle. Para más sobre el Sistema de gobernanza de Australia, véase: Australian Government, “How government works” (disponible de: <https://www.australia.gov.au/about-government/how-government-works>, visitado 20 septiembre 2018).

²²⁶ LatrobeCity, “Community Profile” (disponible de: <https://communityprofile.com.au/latrobe>, visitado 20 septiembre 2018).

²²⁷ Latrobe City, “Economy Profile” (disponible de: <https://www.economyprofile.com.au/latrobe>, visitado 20 septiembre 2018).

²²⁸ Latrobe City, “Latrobe: Employment by Industry” (disponible de: <https://www.economyprofile.com.au/latrobe/industries#bar-chart>, visitado 20 septiembre 2018).

electricidad, gas y servicios de agua y residuos (2.530 trabajos). Según los mismos datos, en 2017 el Valle Latrobe tenía una tasa de desempleo de 8,9%²²⁹.

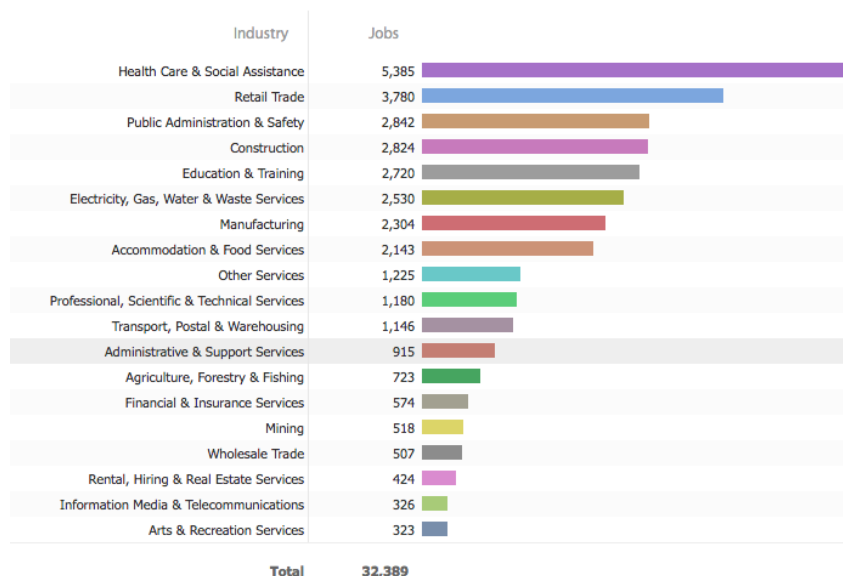


Figura 42: Empleo por industria en el Valle Latrobe (Fuente: Latrobe City, “Latrobe: Employment by Industry”)

Con respecto al rol que jugaba Hazelwood en la zona, tal como se ha señalado, el proyecto era un empleador importante, pues al momento de cerrarse, empleaba directamente a 750 trabajadores y contratistas. Cabe notar en ese contexto, que el pueblo de Morwell tiene la tasa de desempleo más alta del estado de Victoria, llegando a casi 20% en 2016²³⁰.

Más allá de su rol económico en el valle, algunos artículos de prensa enfatizan que Hazelwood forma una parte importante de la cultura e identidad local. Un artículo de *The Guardian* publicado en la víspera de su cierre capturó esta sensación de la siguiente manera:

“Independiente de la urgencia internacional de cambio climático y el imperativo de dejar de quemar el carbón, e independiente de la confusión que pueda haber en Canberra sobre la política energética, e independiente de las razones reales que puedan tener los dueños de Hazelwood en Francia y Japón que anunciaron el cierre de la planta hace cinco meses, hay una tristeza en el valle. Hay una nostalgia agridulce por el paso de un modo de vida, y un temor sobre lo que viene.

¿Ha existido alguna vez una canción folklórica dedicada a una central eléctrica, más aún la central ‘más sucia’, una reliquia enorme y mal mantenida que puede ofrecer la declaración dudosa de tener las emisiones más intensas que cualquier planta del país? Ahora sí hay una.

²²⁹ LatrobeCity, “Community Profile” (disponible de: <https://communityprofile.com.au/latrobe>, visitado 20 septiembre 2018).

²³⁰ Véase, por ejemplo: ABC Gippsland, “Hazelwood closure: Morwell residents nervous about a future without power plant”. ABC Gippsland, 2 noviembre 2016 (disponible de: <http://www.abc.net.au/news/2016-11-03/hazelwood-closure-morwell-community-reaction/7942220>, visitado 20 septiembre 2018).

El músico y trabajador de la central Danny Boothman, 54 años y a punto de ser desempleado, ha grabado La Canción de Hazelwood:

*'Brindemos todos a Hazelwood
Alzan sus vasos
Brindemos a Hazelwood
Es triste ver la vieja chica morir'''²³¹.*

7.3.2 Proceso de cierre y desmantelamiento

Desde el cierre de la planta en marzo 2017, Engie ha estado trabajando en el denominado Proyecto de Rehabilitación de Hazelwood, con el objetivo de desmantelar la central y la mina. En paralelo, el gobierno nacional y estatal han realizado inversiones y esfuerzos que buscan amortiguar el impacto económico del cierre de la planta. A continuación, se describen estos dos aspectos del proceso de cierre.

7.3.2.1 El proceso de desmantelamiento

Según el sitio web de Engie, el Proyecto de Rehabilitación de Hazelwood busca lograr “*el desmantelamiento seguro, estable y sustentable del bloque de la central y la rehabilitación de la mina*”²³². Según estimaciones de la empresa,

“la rehabilitación costará \$439 millones para el sitio de la mina y \$304 millones para la central eléctrica - y se demorará un año en desmantelar, tres años en demoler y 30 años hasta que se devuelva el sitio al gobierno de Victoria. Engie también anunció que hasta 250 trabajadores seguirían trabajando en la central y mina para rehabilitar los sitios entre 2017 y 2023, cifra que incluía 130 empleados de Engie y 110-130 contratistas en 2017-2018”²³³.

A continuación, se describe en más detalle los procesos de desmantelamiento de la central y la mina, y luego los esfuerzos realizados por la empresa para involucrar e informar a la comunidad.

a.) Desmantelamiento de la central eléctrica

Con respecto al cierre de la central eléctrica, según un comunicado publicado por Engie, el proceso de desmantelamiento involucra 5 fases²³⁴:

²³¹ Gay Alcorn, “Gloom in the valley as Hazelwood fades to black.” *The Guardian*, 28 marzo 2017 (disponible de: <https://www.theguardian.com/australia-news/2017/mar/28/gloom-in-the-valley-as-hazelwood-fades-to-black>, visitado 20 septiembre 2018).

²³² ENGIE, “Hazelwood Rehabilitation Project”. *Sitio web de ENGIE*, s/f (disponible de: <http://engie.com.au/hazelwood-closure/Hazelwood-Rehabilitation-Project>, visitado 20 septiembre 2018).

²³³ Frank Jotzo, et al, 2018: p.22.

²³⁴ ENGIE, “FAQs: Station Decommissioning February 2017”. *Sitio web de ENGIE*, febrero 2017 (disponible de: <http://engie.com.au/media/UploadedDocuments/Hazelwood%20Closure/Station%20Decommissioning/Hazelwood%20Closure%20Decommissioning%20Demolition%20Rehabilitation%20feb%202017.pdf>, descargado 21 septiembre 2018).

- *Desactivación* – proceso de varios días de duración que involucra apagar las unidades generadoras de manera segura y controlada.
- *Desmantelamiento* – proceso de aproximadamente 1 año de duración, que implica desconectar materiales eléctricos, limpiar y asegurar el sitio, etc., todo lo anterior con el objeto de dejar el sitio en condiciones seguras para la demolición. Este proceso de desmantelamiento se finalizó en junio del 2018²³⁵. Según el último comunicado sobre el desmantelamiento de la central, el desmantelamiento se realizó en dos fases, las cuales buscaron primero des-energizar y limpiar la planta, y luego remover las fuentes de energía y desconectar los materiales eléctricos dentro de la central. Además, se realizó una auditoría extensiva de asbestos²³⁶. Cabe notar que, según otro comunicado de la empresa, Engie utilizó mano de obra local para realizar este trabajo, excepto cuando se requeriría experiencia especializada que no estaba disponible localmente²³⁷.
- *Espera para la demolición* – fase de aproximadamente 2 años de duración, que implica consultar con agencias reguladoras y fiscalizadoras sobre la condición del sitio, así como licitar contratos para la realización de la demolición.
- *Demolición* – fase de aproximadamente 3 años de duración que involucra demoler y remover las instalaciones del sitio de manera sistemática. Según un comunicado de la empresa, Engie pedirá a sus contratistas utilizar mano de obra local para los trabajos de demolición, y “considerará favorablemente” este compromiso al momento de adjudicar los trabajos²³⁸.
- *Rehabilitación* – fase de aproximadamente 1 año que implica limpiar el sitio y realizar controles para detectar contaminación de suelo, esto para dejar el sitio en condiciones aptas para usos industriales, de acuerdo con la zonificación del área (se permite usos de suelo de carácter industrial especial).

Actualmente la central está a la espera de la demolición²³⁹.

²³⁵ ENGIE, “Community Update: Milestone Achieved”. Sitio web de ENGIE, junio 2018 (disponible de: <http://engie.com.au/media/UploadedDocuments/News/31-5-18/ENGIE%20Hazelwood%20Community%20Update%20June%202018.pdf>, descargado 20 septiembre 2018).

²³⁶ Ibid.

²³⁷ ENGIE, “FAQs: Station Decommissioning May 2017”. Sitio web de ENGIE, mayo 2017 (disponible de: <http://engie.com.au/media/UploadedDocuments/Hazelwood%20Closure/Fact%20Sheet%205-17%202/FAQs%20Hazelwood%20Closure%20-%20Station%20Decommissioning%20May%202017.pdf>, descargado 21 septiembre 2018).

²³⁸ ENGIE, “FAQs: Station Decommissioning November 2017”. Sitio web de ENGIE, noviembre 2017 (disponible de: <http://engie.com.au/media/UploadedDocuments/Fact%20Sheets/13-11-17/FAQs%20Hazelwood%20-%20Station%20Decommissioning%20Nov%202017.pdf>, descargado 21 septiembre 2018).

²³⁹ Ibid.

b) Rehabilitación de la mina

En paralelo al proceso de desmantelar la central eléctrica, Engie ha empezado el proceso de rehabilitar la mina de carbón. Según explica un comunicado de la empresa, en 2017 se desarrolló un plan detallado para el desmantelamiento y rehabilitación de la mina. Dicho plan, denominado la Modificación al Plan de Trabajo de la Mina (Mine Work Plan Variation), es un documento que debe detallar cómo la mina cumplirá con las normas que rigen el sector minero, incluyendo metodologías para la rehabilitación del sitio²⁴⁰, y debe ser aprobado por la autoridad competente. Según se explica, el plan de trabajo contempla dos periodos en el proceso de rehabilitación:

- *Periodo inmediatamente después del cierre* – contempla la realización de tareas de desmantelamiento y demolición, entre otras, así como trabajos de rehabilitación “sin remordimientos”, es decir, trabajos que se deben realizar independiente del concepto final que se elija para la geomorfología nueva del sitio.
- *Periodo de rehabilitación y plan de cierre* – periodo en que se implementa el plan de rehabilitación para lograr convertir el tajo abierto en una nueva geomorfología.

En este caso, la empresa indica que su concepto para la rehabilitación del sitio es convertir el rajo abierto de la mina en un lago, ya sea con un llenado completo o parcial de agua, sujeto a la aprobación regulatoria final y la aprobación de la comunidad. Según explica la empresa en un comunicado, la generación de un lago en el sitio de la mina fue una recomendación que salió de la investigación realizada después del incendio del 2014²⁴¹. Con respecto a las dos opciones para crear dicho lago (lago lleno o parcialmente lleno), la empresa señala:

“Todas las opciones de relleno incluyen diversos usos posibles del área alrededor de la superficie de la Mina, entre ellos, bosque, pastos nativos, humedales, senderos para caminar, instalaciones para hacer picnic otros servicios para el público. Con respecto al acceso de la comunidad al agua, esto depende del nivel final de relleno. Por ejemplo, un lago completamente lleno podría interconectarse con el río Morwell para brindar una vía navegable interconectada, mientras un lago parcialmente lleno no estaría interconectado y los acuerdos de acceso serían limitados”²⁴².

²⁴⁰ ENGIE, “FAQs: Mine Rehabilitation May 2017”. Sitio web de ENGIE, mayo 2017 (disponible de: <http://engie.com.au/media/UploadedDocuments/Hazelwood%20Closure/Fact%20Sheet%205-17%202/FAQs%20Hazelwood%20Closure%20-%20Mine%20Work%20Plan%20Variation%20May%202017.pdf>, descargado 21 septiembre 2018).

²⁴¹ Ibíd.

²⁴² ENGIE, “FAQs: Mine Rehabilitation February 2017”. Sitio web de ENGIE, febrero 2017 (disponible de: <http://www.gdfsuezau.com/media/UploadedDocuments/Hazelwood%20Closure/Mine%20Rehabilitation/Hazelwood%20Closure%20Mine%20Rehabilitation%20%20Feb%202017.pdf>, descargado 21 septiembre 2018).

Según el último comunicado de la empresa sobre el proceso de desmantelamiento de la mina, el trabajo de desmantelamiento sigue en proceso, y se prevé terminarlo en 2019²⁴³. Con respecto al trabajo de rehabilitación, el último comunicado – emitido en marzo 2018 – señala que la empresa ha determinado que sería preferible crear un lago completamente lleno, sin embargo, todavía está realizando trabajos²⁴⁴. El mismo comunicado recuerda que si bien las agencias regulatorias han “*aceptado que lagos llenos y parciales son los dos relieves rehabilitados más favorables*”²⁴⁵, se debe realizar procesos de consulta propios para la aprobación del relieve final. La empresa indica en el comunicado que se estima un plazo de 15 o 16 años para completar la nueva geomorfología, “*suponiendo que el agua esté disponible*”²⁴⁶.

Cabe notar que, en el mismo comunicado, la empresa enfatiza que solo tiene responsabilidad de entregar el relieve final. Dice:

*“Engie es responsable solamente de la geomorfología; cualquier uso subsiguiente, una vez que los terrenos privados aledaños estén vendidos y el lago esté transferido a una entidad nueva, es una decisión que deben tomar los nuevos propietarios y las agencias reguladoras en consulta con la comunidad. Nosotros hemos desarrollado modelos de cómo podría verse el sitio para apoyar este proceso. Engie siempre ha sido clara en indicar que cuenta con los fondos para completar la rehabilitación requerida bajo la Modificación al Plan de Trabajo de la Mina. Entregaremos un relieve seguro, estable y sustentable a la comunidad. No somos responsables de las decisiones sobre usos futuros del sitio”*²⁴⁷.

7.3.2.2 Relacionamento comunitario

Durante los procesos de desmantelamiento realizados a la fecha, Engie se ha esforzado por relacionarse con la comunidad local. Según explica la empresa, “*el relacionamiento comunitario regular por parte del Proyecto Hazelwood no solamente es un requisito del Gobierno de Victoria y entidades reguladoras asociadas, sino también forma parte del compromiso continuo de Engie en Australia a relacionarse de manera positiva y constructiva con la comunidad*”²⁴⁸.

²⁴³ ENGIE, “FAQs: Mine Decommissioning March 2018”. Sitio web de ENGIE, marzo 2017 (disponible de: <http://engie.com.au/media/UploadedDocuments/News/20-3-18/FAQs%20Hazelwood%20-%20Mine%20Decommissioning%20March%202018.pdf>, descargado 21 septiembre 2018).

²⁴⁴ ENGIE, “FAQs: Mine Rehabilitation March 2018”. Sitio web de ENGIE, marzo 2017 (disponible de: <http://engie.com.au/media/UploadedDocuments/News/20-3-18/FAQs%20Hazelwood%20-%20Mine%20Rehabilitation%20March%202018.pdf>, descargado 21 septiembre 2018).

²⁴⁵ *Ibíd.*, p.2.

²⁴⁶ *Ibíd.*

²⁴⁷ *Ibíd.*

²⁴⁸ ENGIE, “Hazelwood Engagement Plan Brochure”. ENGIE, 2017 (disponible de: <http://engie.com.au/media/UploadedDocuments/Hazelwood%20Closure/Community%20Consult%202017/2017%20Hazelwood%20Engagement%20Plan%20Brochure.pdf>, descargado 21 septiembre 2018).

Para lo anterior, ENGIE desarrolló un Plan de Relacionamiento (“*Engagement Plan*”) que detalla los objetivos y principios que guiarán sus actividades de relacionamiento, así como ejemplos de mecanismos que utilizará la empresa para informar, consultar y colaborar con la comunidad. Por ejemplo, a través del plan, se plantean los siguientes tipos de actividades²⁴⁹:

- *Informar* - la empresa informará a la comunidad a través de actualizaciones regulares al sitio web, el desarrollo de dípticos sobre aspectos claves del proceso de cierre y el uso de *focus groups* para levantar retroalimentación sobre el proceso de relacionamiento, entre otras actividades.
- *Consultar* – la empresa consultará con la comunidad, buscando recibir sus preguntas y retroalimentación, a través de sesiones informativas, reuniones más pequeñas con públicos específicos y mecanismos para responder a preguntas y reclamos, entre otras actividades.
- *Involucrar* – la empresa trabajará con la comunidad y otros *stakeholders* a través de asociaciones y relaciones con la comunidad en el marco de la Responsabilidad Social Empresarial.
- *Colaborar* – la empresa demostrará su interés en recibir consejos de la comunidad a través de asociaciones existentes, reuniones del Comité de Revisión Ambiental²⁵⁰ y otras colaboraciones de beneficio mutuo.
- *Evaluar* – la empresa evaluará el éxito de sus procesos de relacionamiento, incluyendo a través de métodos cualitativos que buscan recopilar la retroalimentación de la comunidad.

El plan también plantea un proceso para dar seguimiento a las actividades de relacionamiento realizadas. Esto, con el objeto de asegurar que los comentarios de la comunidad y otros *stakeholders* sean capturados, y además para poder comunicar a los participantes cómo sus comentarios influyeron en las decisiones de la empresa. Como parte de este proceso, los comentarios recibidos a través de las instancias de relacionamiento son ingresados a una base de datos para que la empresa pueda evaluarlos²⁵¹.

²⁴⁹ *Ibíd.*, p.8.

²⁵⁰ El Comité de Revisión Ambiental (Environment Review Committee) es un grupo colaborativo que se requiere de acuerdo al patente de operación de la mina Hazelwood. Debe revisar el desempeño ambiental de la mina, así como su cumplimiento con la normativa minera. Sus integrantes incluyen: representantes de la comunidad y el gobierno local; grupos ambientales de la región; agencias reguladoras; y representantes de la mina. ENGIE: “FAQs: Regulators and Licensing Authorities”. *Sitio web de ENGIE*, mayo 2017. Disponible en: http://www.gdfsuezau.com/media/UploadedDocuments/Hazelwood%20Closure/Fact%20Sheet%205_17/FAQs%20Hazelwood%20Closure%20-%20Regulators%20&%20Licensing%20Authorities%20May%202017.pdf, descargado 21 septiembre 2018).

²⁵¹ ENGIE, “Hazelwood: Let’s start the conversation brochure”. ENGIE, s/f (disponible de: http://engie.com.au/media/UploadedDocuments/Hazelwood%20Closure/Community%20Consult%2020_7_17/Hazelwood%20Lets%20Start%20the%20Conversation%20-%20Brochure.pdf, descargado 21 septiembre 2018): p.5.



Figura 43: Proceso para dar seguimiento al relacionamiento. (Fuente: Plan de Relacionamiento, p.6)

De acuerdo al plan de relacionamiento, la empresa ha publicado en su sitio web diversas invitaciones y materiales asociados a reuniones con la comunidad, empezando en marzo 2017²⁵². Dichas instancias incluyeron:

- Reuniones abiertas a la comunidad
 - Realizadas en marzo 2017, junio 2017, septiembre 2017, noviembre 2017, marzo 2018, julio 2018 y agosto 2018; y
- *Focus groups*
 - Realizados en octubre 2017, abril 2018.

²⁵² ENGIE, "Community Consultation Advert". Sitio web de ENGIE, marzo 2017 (disponible de: <http://www.gdfsuezau.com/media/UploadedDocuments/Community%20Consultation/Hazelwood%20Community%20Consultation%20Advert.pdf>, descargado 21 septiembre 2018).

En general, estas reuniones se enfocaron en proporcionar a la comunidad noticias y actualizaciones sobre el proceso de desmantelamiento, sin embargo, en algunos casos, las reuniones tenían enfoques temáticos. Por ejemplo, en julio 2018 se realizaron reuniones enfocadas en la gestión de polvos y los estudios técnicos asociados con el proyecto de rehabilitación²⁵³.

Además de estas actividades, es importante señalar que Engie también interactúa con la comunidad y otros *stakeholders* de la zona a través de comités que están estudiando la rehabilitación de minas a nivel regional. En particular, Hazelwood forma parte de los siguientes grupos e iniciativas multi-stakeholder, los cuales se formaron como consecuencia del incendio en la mina de Hazelwood en el año 2014:

- *Latrobe Valley Regional Rehabilitation Strategy (LVRRS)* (Estrategia Regional para la Rehabilitación del Valle Latrobe) – según explica el gobierno del estado de Victoria, esta estrategia es:

“... parte de la respuesta del Gobierno de Victoria a la Investigación del Incendio de la Mina Hazelwood (IIMH), la cual concluyó que existían incertidumbres y brechas de conocimiento significativas con respecto a la cierre y rehabilitación de las tres minas de carbón en el Valle Latrobe. Específicamente, la IIMH indicó que, a partir del conocimiento que está disponible actualmente, alguna forma de lago era la opción más viable para la rehabilitación de los rajes de las minas, sin embargo, persisten preguntas sobre la factibilidad de los lagos. La LVRRS abordará algunas de estas brechas de información a través de una serie de estudios técnicos durante los próximos años, con un informe final que debe ser completado en junio 2020”²⁵⁴.

Como parte de su metodología, la estrategia debe incluir consultas extensivas con distintos stakeholders, con énfasis en la comunidad del Valle Latrobe²⁵⁵. Además, su implementación es apoyada por un comité asesor multi-actor, el cual se describe a continuación.

- *Latrobe Valley Mine Rehabilitation Advisory Committee* (Comité Asesor sobre la Rehabilitación de Minas en el Valle Latrobe) – este comité fue formado en el año 2017 por el gobierno del estado de Victoria para apoyar el desarrollo de la estrategia regional para la rehabilitación del Valle Latrobe. Tienen los objetivos de “responder a recomendaciones claves de la Investigación del Incendio Minero, levantar retroalimentación de la comunidad y considerar opciones para la rehabilitación de minas y los posibles usos de suelo futuros en el Valle Latrobe”²⁵⁶. Sus miembros

²⁵³ Para una vista general de estas actividades y materiales asociadas a cada una, véase: <http://engie.com.au/hazelwood-closure/Community-Consultation> (visitado 21 septiembre 2018).

²⁵⁴ Victoria State Government, “Latrobe Valley Regional Rehabilitation Strategy Program Summary”. *Department of Economic Development, Jobs, Transport and Resources*, 2018 (disponible de: http://earthresources.vic.gov.au/_data/assets/pdf_file/0006/1640661/11302-DEDJTR-LERB,-WOVG-Latrobe-Valley-Regional-Rehabilitation-Strategy-Program-Summary-Booklet_WEB_V2.pdf, descargado 21 septiembre 2018): p.1.

²⁵⁵ *Ibíd.*

²⁵⁶ Victoria State Government, “Media Release: Latrobe Valley Mine Rehab Committee Looks to the Future”. *Minister for Industry and Employment, Minister for Resources*, 1 marzo 2017 (disponible de: <https://www.premier.vic.gov.au/wp->

incluyen representantes de: la comunidad del Valle Latrobe, operadores mineros (incluyendo Engie), el gobierno local y estatal, entre otros²⁵⁷.

- *Integrated Mine Research Group* (Grupo de Investigación Integrada Minera) – este grupo se enfoca en estudiar las tres minas de carbón del valle (Hazelwood, Yallourn y Loy Yang), con el objetivo de investigar “*opciones para la rehabilitación de todas las minas después del cierre de sus negocios respectivos*”²⁵⁸.

7.3.2.3 Inversiones públicas asociadas al cierre de Hazelwood

Dado el impacto económico – y en particular, la pérdida de trabajos – que implicaría la cierre de Hazelwood, las autoridades australianas respondieron al cierre con inversiones e iniciativas laborales. Un estudio de la Universidad Nacional de Australia resume estas inversiones de la siguiente manera:

“El día en que se anunció el cierre [de Hazelwood], el Gobierno Nacional anunció que proporcionaría un paquete de \$43 millones para ayudar a los trabajadores afectados por el cierre de Hazelwood. Esto incluyó \$20 millones para apoyar la infraestructura local, un paquete para el ajuste de la estructura del mercado laboral de \$3 millones – incluyendo re-capacitación, ayuda para buscar trabajos y otros apoyos – y \$20 millones como parte de un Paquete Regional de Trabajos e Inversiones, enfocado en la generación de trabajos locales, la diversificación de la economía regional y la construcción de una fuerza laboral especializada a través de proyectos determinados con participación de la comunidad.

El Gobierno de Victoria respondió al cierre de Hazelwood anunciando el paquete de asistencia más grande en la historia de Victoria. El gobierno de Victoria anunció \$22 millones en ayuda para los trabajadores de la región del Valle Latrobe y la creación de la Autoridad del Valle Latrobe para liderar el trabajo sobre estrategias de transición económica. Esto fue seguido por el anuncio de otros \$224 millones de financiamiento enfocado en promover el crecimiento económico, inversión de negocios y creación de trabajos en la comunidad ampliada del Valle...

Posteriormente, el Gobierno de Victoria anunció financiamiento adicional para un rango de proyectos relacionados con la infraestructura en la región, los cuales buscaron cumplir con objetivos de sustentabilidad, equidad social y bienestar comunitario, junto con dos esquemas

content/uploads/2017/03/170301-Latrobe-Valley-Mine-Rehab-Committee-Looks-To-The-Future.pdf, descargado 21 septiembre 2018).

²⁵⁷ Para más sobre este comité, incluyendo minutas de sus reuniones, véase: Victoria State Government, “Latrobe Valley Mine Rehabilitation Advisory Committee” (disponible de: <http://earthresources.vic.gov.au/earth-resources/hazelwood/hazelwood-mine-fire-inquiry-implementation-plan/latrobe-valley-mine-rehabilitation-advisory-committee>, visitado 21 septiembre 2018).

²⁵⁸ ENGIE: “FAQs: Regulators and Licensing Authorities”.

adicionales para apoyar trabajadores del sector de carbón/electricidad que habían perdido sus trabajos”²⁵⁹.

7.3.3 Implementación del proceso: principales temáticas y preocupaciones

Desde que se anunció el posible cierre de Hazelwood, miembros de la comunidad y autoridades locales han expresado preocupaciones sobre el cierre de la planta y el proceso de desmantelamiento. A continuación, se profundizan en las principales preocupaciones expresadas por estos *stakeholders*. Se dividen estas preocupaciones en dos secciones: 1) preocupaciones sobre impactos del cierre para la comunidad; y 2) preocupaciones y prioridades para el desmantelamiento y rehabilitación del sitio.

7.3.3.1 Preocupaciones sobre impactos para la comunidad

Con respecto a los posibles impactos que podría generar el cierre de Hazelwood para el Valle Latrobe y la ciudad de Morwell en particular, se destacan los siguientes aspectos:

- **Pérdida de trabajos** – tal como se ha mencionado, la pérdida de trabajos que implicaría el cierre de Hazelwood se destaca como uno de los principales temores expresados por distintos actores locales. Tal como se ha señalado, al momento de cerrarse, Hazelwood empleaba directamente unas 750 personas. Un estudio de la Universidad Nacional de Australia explica el contexto complejo de estos trabajadores de la siguiente manera:

“La permanencia promedio de los trabajadores de Hazelwood era 25 años, con una edad promedio de 52 años. Las características de la fuerza laboral de Hazelwood presenta desafíos significativos para la transición a trabajos bien pagados con puestos, calidad y ubicación parecida, dado la demográfica mayor y las capacidades específicas (y a veces informal). Además de las consecuencias obvias para el empleo y la seguridad financiera, la experiencia de ser despedido típicamente también involucra impactos psicológicos y sociales significativos para los trabajadores y sus familias”²⁶⁰.

Estas preocupaciones explican de cierta medida, las inversiones realizadas por las autoridades nacionales y regionales dirigidas a apoyar a los trabajadores y su transición laboral.

- **Efectos negativos para la economía local** – en línea con el punto anterior, otros actores han expresado que el cierre de la planta ha tenido un impacto perjudicial para la economía local, en particular para negocios de la zona que prestaban servicios a Hazelwood y empresas de retail y hotelería. Por ejemplo, un artículo del sitio noticioso local ABC News publicado un año después del cierre de Hazelwood relata la historia del dueño de una lavandería en el pueblo de Morwell, señalando: *“Durante 23 años él tenía un contrato con un valor de unos \$300.000 por año limpiando la*

²⁵⁹ Jotzo, et al, 2018: p.23.

²⁶⁰ Jotzo, et al, 2018: p.23.

*ropa de protección industrial para los trabajadores de la planta, lo que representaba casi un cuarto de sus ingresos comerciales*²⁶¹. En este caso, el negocio sigue operando, en parte gracias a fondos recibidos del gobierno regional²⁶².

En conexión con este punto (y el punto anterior sobre la pérdida de trabajos), cabe mencionar que varios vecinos expresaron en artículos de prensa que tenían dudas sobre la posibilidad de que se instalaran nuevas industrias en la zona, de modo de contrarrestar los efectos económicos negativos del cierre. Por ejemplo, un vecino y trabajador de Hazelwood comentó al sitio noticioso local ABC News en el año 2016, *“Hablan de traer otras industrias aquí. Ok, pero ¿qué industria y cuándo? Porque en los 30 años que he escuchado eso, no hemos visto ninguna industria llegar al valle que podría asemejar estas centrales eléctricas*”²⁶³.

Cabe notar, sin embargo, que en una entrevista grabada en abril del 2018 - un año después del cierre de Hazelwood - el vicealcalde de Morwell señaló: *“si bien algunos negocios han sufrido, no creo que la crisis económica que se esperaba... se haya materializado*”²⁶⁴. Además, en la misma entrevista se habla de la posibilidad de que una empresa japonesa implemente un nuevo proyecto para utilizar el carbón del Valle Latrobe para generar hidrógeno para la generación eléctrica en Japón²⁶⁵.

- **Mayor presión sobre servicios comunitarios** – otra preocupación que se plantea en un estudio de la Universidad Nacional de Australia tiene que ver con la posibilidad de que la pérdida trabajos y el impacto negativo para la actividad económica en la zona genere mayor presión sobre los servicios públicos en la comunidad, por ejemplo, la salud²⁶⁶.
- **Posibilidad de seguir utilizando el recurso del carbón** – cabe mencionar que algunos líderes y miembros de la comunidad han manifestado que se debiera buscar otras maneras de utilizar y comercializar el abundante recurso de carbón del valle, en vez de “perder” ese recurso. Por ejemplo, en un documento que sistematiza comentarios entregados a Engie en una reunión comunitaria, se señala que participantes indicaron que *“se debiera seguir minando el carbón para otros proyectos”* en

²⁶¹ Emma Field, “Life in the Latrobe Valley one year on from Hazelwood power station shutdown”. ABC News, 29 marzo 2018 (disponible de: <http://www.abc.net.au/news/2018-03-29/latrobe-valley-a-year-after-hazelwood-power-station-closure/9592346>, visitado 21 septiembre 2018).

²⁶² Ibid.

²⁶³ ABC Gippsland, “Hazelwood closure: Morwell residents nervous about a future without power plant”. ABC News, 2 noviembre 2016 (disponible de: <http://www.abc.net.au/news/2016-11-03/hazelwood-closure-morwell-community-reaction/7942220>, visitado 21 septiembre 2018).

²⁶⁴ ABC News, “Hazelwood closure has had ‘significant impact’ on region, Deputy Mayor says”. ABC News, 13 abril 2018 (disponible de: http://mpegmedia.abc.net.au/rn/podcast/2018/04/bst_20180413_0815.mp3, visitado 21 septiembre 2018).

²⁶⁵ Ibid.

²⁶⁶ Jotzo, et al, 2018: p.24.

vez de “esterilizarlo”²⁶⁷. Como otro ejemplo, en la entrevista ya mencionada, el vicealcalde de Morwell indica que si bien la comunidad está dividida sobre este punto,

“...hay algunas personas que creen que... el carbón puede ser utilizado de mejor manera. Desde el punto de vista del consejo municipal, vemos el carbón como una industria e idealmente, nos gustaría verla como una industria neutra en carbono. Nos gustaría ver que exista un programa de captura de carbono o de captura y reutilización de carbono que acompañe cualquier nueva industria que llegue”²⁶⁸.

En este sentido, entonces, el cierre de Hazelwood levantó preguntas para algunos miembros de la comunidad sobre cómo seguir explotando este recurso sin la presencia de la central eléctrica.

Finalmente, algunos actores han indicado que el cierre de la planta generaría impactos positivos para la comunidad, en particular, mejoras para la salud debido a la disminución de emisiones contaminantes²⁶⁹.

7.3.3.2 Preocupaciones y prioridades para el desmantelamiento y rehabilitación del sitio

Con respecto a las preocupaciones y prioridades expresadas por la comunidad sobre el proceso de desmantelamiento y el futuro del sitio, se destacan las siguientes:

- **Seguridad** – una de las preocupaciones importantes expresadas por la comunidad – tanto en reuniones con la empresa como a través de artículos de prensa – tiene que ver con la seguridad y la estabilidad del proceso de desmantelamiento. Por ejemplo, en un artículo del sitio noticiero ABC News, una vecina de la planta indicó que su prioridad era “la estabilización de la mina de carbón” y el suelo alrededor del proyecto²⁷⁰. Como otro ejemplo, un documento de Engie que sistematiza comentarios planteados en una reunión comunitaria en septiembre 2017, señalan preocupaciones sobre la seguridad de las chimeneas de la central eléctrica, la eliminación segura de asbestos y la prevención de incendios en la mina²⁷¹.
- **Acceso a la piscina de enfriamiento** – en un comunicado de la empresa publicado en julio 2018, se explica que, durante una reunión con la comunidad, se expresaron preocupaciones acerca del

²⁶⁷ ENGIE, “Community Update: Hazelwood Rehabilitation Project July 2018”. *Sitio web de ENGIE*, julio 2018 (disponible de: <http://engie.com.au/media/UploadedDocuments/News/1-8-18/ENGIE%20Community%20Update%20July%202018%20-%20Advert%20DPS.pdf>, descargado 21 septiembre 2018).

²⁶⁸ ABC News, “Hazelwood closure has had ‘significant impact’ on region, Deputy Mayor says”. *ABC News*, 13 abril 2018 (disponible de: <http://www.abc.net.au/radionational/programs/breakfast/hazelwood-closure-has-had-significant-impact-on-region/9652558>, visitado 21 septiembre 2018).

²⁶⁹ Jotzo, et al, 2018: p.24.

²⁷⁰ ABC Gippsland, “Hazelwood closure: Morwell residents nervous about a future without power plant”.

²⁷¹ ENGIE, “Community Consultation Update – September 2017”. *Sitio web de ENGIE*, septiembre 2017 (disponible de: <http://engie.com.au/media/UploadedDocuments/News/23-10-17/Hazelwood%20Closure%20-%20Community%20Consultation%20Update%20-%20September%202017.pdf>, descargado 21 septiembre 2018).

cierre de la piscina de enfriamiento. Específicamente, el comunicado explica que la empresa optó por cerrar la piscina en junio 2018 después de que un informe, realizado por expertos independientes, concluyó que los muros de la presa de la piscina eran débiles y susceptibles de ser dañados en caso de terremoto. El comunicado señala: *“nos damos cuenta de que la comunidad tiene una conexión con esta estructura, la cual se construyó hace más de 57 años para la operación de la Central Eléctrica y podemos asegurarles de que nuestra decisión se tomó en base a la seguridad – tanto de la comunidad como de grupos de usuarios y propietarios aledaños”*²⁷². Cabe notar que la comunidad había enfatizado durante una reunión realizada en septiembre 2017 que era importante permitir el uso continuado de la piscina, incluso para pescadores²⁷³.

- **Impactos de la creación del lago en el rajo abierto** – según el documento mencionado que sistematiza comentarios planteados por la comunidad en septiembre 2017, miembros de la comunidad expresaron diversas preocupaciones sobre los posibles impactos ambientales de convertir el rajo abierto de la mina en un lago²⁷⁴. Miembros de la comunidad indicaron que *“La fuerte pendiente los bateadores restringiría el acceso de la comunidad a un eventual lago”*²⁷⁵.
- **Protección del patrimonio del sitio** – según la sistematización de comentarios ya mencionada, miembros de la comunidad también expresaron un interés en proteger el valor patrimonial de Hazelwood, por ejemplo, a través de una iniciativa de transformar la central eléctrica en un museo²⁷⁶.

Es interesante notar que, en el marco de su trabajo con la comunidad, la empresa desarrolló “objetivos de usos futuros” que buscaban incorporar los deseos de la comunidad para el futuro del sitio en sus planes de rehabilitación. En este sentido, de cierta manera estos “objetivos rectores” buscaron sintetizar las prioridades de la comunidad. Los objetivos son:

- *Proveer una geomorfología segura y estable para usos futuros* – cumplir con las preocupaciones de la comunidad y las agencias reguladoras al asegurar la estabilidad del suelo en el largo plazo; asegurar que el riesgo de incendio se gestiona de acuerdo con las expectativas de la comunidad.
- *Valorar y complementar el medio ambiente natural* – reconocer y mejorar el potencial ambiental del sitio; proporcionar una oportunidad para que prospere la flora y fauna local.

²⁷² ENGIE, “Community Update: Hazelwood Rehabilitation Project July 2018”. Sitio web de ENGIE, julio 2018 (disponible de: <http://engie.com.au/media/UploadedDocuments/News/1-8-18/ENGIE%20Community%20Update%20July%202018%20-%20Advert%20DPS.pdf>, descargado 21 septiembre 2018).

²⁷³ ENGIE, “Community Consultation Update – September 2017”.

²⁷⁴ *Ibíd.*

²⁷⁵ *Ibíd.*

²⁷⁶ *Ibíd.*

- *Proveer a la comunidad un recurso* – en la medida posible, apoyar un rango diverso de usos futuros; mejorar los resultados ambientales, recreacionales, comunitarias, turísticas y de calidad de vida.
- *Honorar el valor patrimonial del sitio* – mantener un vínculo con el pasado histórico del sitio como testimonio a la fuerza laboral y su familia; asegurar la integridad cultural del sitio.
- *Complementar el futuro de la Región del Valle Latrobe* – construir sobre la belleza natural de la región de Gippsland y expandir oportunidades locales; apoyar las aspiraciones de la comunidad local, así como los procesos locales y regionales de planificación²⁷⁷.

²⁷⁷ ENGIE, “Let’s start the conversation brochure”, p.6.

8 DESAFÍOS Y RECOMENDACIONES

En el marco del Acuerdo de París, Chile se comprometió a reducir sus emisiones de dióxido de carbono (CO₂) por unidad de Producto Interno Bruto en un 30% al 2030, con respecto al nivel alcanzado en 2007. **Por el momento, a nivel nacional no se cuenta con objetivos intermedios de reducción que definan una transición, ya sea referencial o de cumplimiento obligatorio, hacia el objetivo propuesto.**

Como parte de los esfuerzos de descarbonización del sector eléctrico se creó un grupo multilateral de trabajo, conocido también como Mesa de Descarbonización, para analizar los elementos y condiciones que permitirían **establecer un cronograma de cese programado y gradual de la operación de centrales a carbón** que no cuenten con sistemas de captura y secuestro de carbono o tecnologías equivalentes.

Este estudio ha sido formulado como un insumo técnico a las discusiones de la Mesa de Descarbonización. **El objetivo del estudio es levantar información, analizar y entregar recomendaciones respecto a las variables ambientales y sociales que deben abordarse para un potencial cierre o reconversión programada y gradual de centrales de generación eléctrica a carbón.**

A nivel internacional hay consenso en considerar que la definición de objetivos de descarbonización de la matriz energética se debe realizar con ambición, teniendo en cuenta la responsabilidad de contribuir a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, en conjunto con una perspectiva de largo plazo, coherencia de señales regulatorias y de mercado, realismo y objetivos de crecimiento económico.

Una central a carbón es parte de un sistema socio-técnico complejo con múltiples grupos de interés relacionados directa e indirectamente. Un grupo de interés es quien:

- Tiene un efecto directo o indirecto en la producción de energía de una central.
- Recibe un beneficio directo o indirecto de la producción de energía de una central.
- Poseen un interés significativo y legítimo en la producción (o no producción) de energía de una central termoeléctrica a carbón.

Una red de grupos de interés comprende a todos los grupos de interés y sus intercambios de valor directos e indirectos. En el contexto de proyectos de generación, los flujos de valor no corresponden sólo a intercambios de energía y valor económico, sino también de bienes y servicios, definición de políticas públicas, empleo, bienestar público, conocimiento, información, etc.

De manera general, es decir no específica a cada unidad presente en el país, se han identificado factores internos y externos que pueden influenciar la forma de reconversión o eventual cierre programado de centrales termoeléctricas a carbón, y hay grupos de interés internos y externos de una empresa generadora cuyas **necesidades e intereses pueden ser críticos, importantes o deseables de considerar**. El listado de grupos de interés y flujos de valor identificados, definidos y descritos en este estudio en relación a la operación de centrales termoeléctricas a carbón en Chile no es exhaustivo. Se seleccionó aquellos grupos de interés y flujos que se consideraron más relevantes. La Figura 21 ilustra el mapa de redes de intercambio de valor para una central de generación a carbón genérica en Chile.

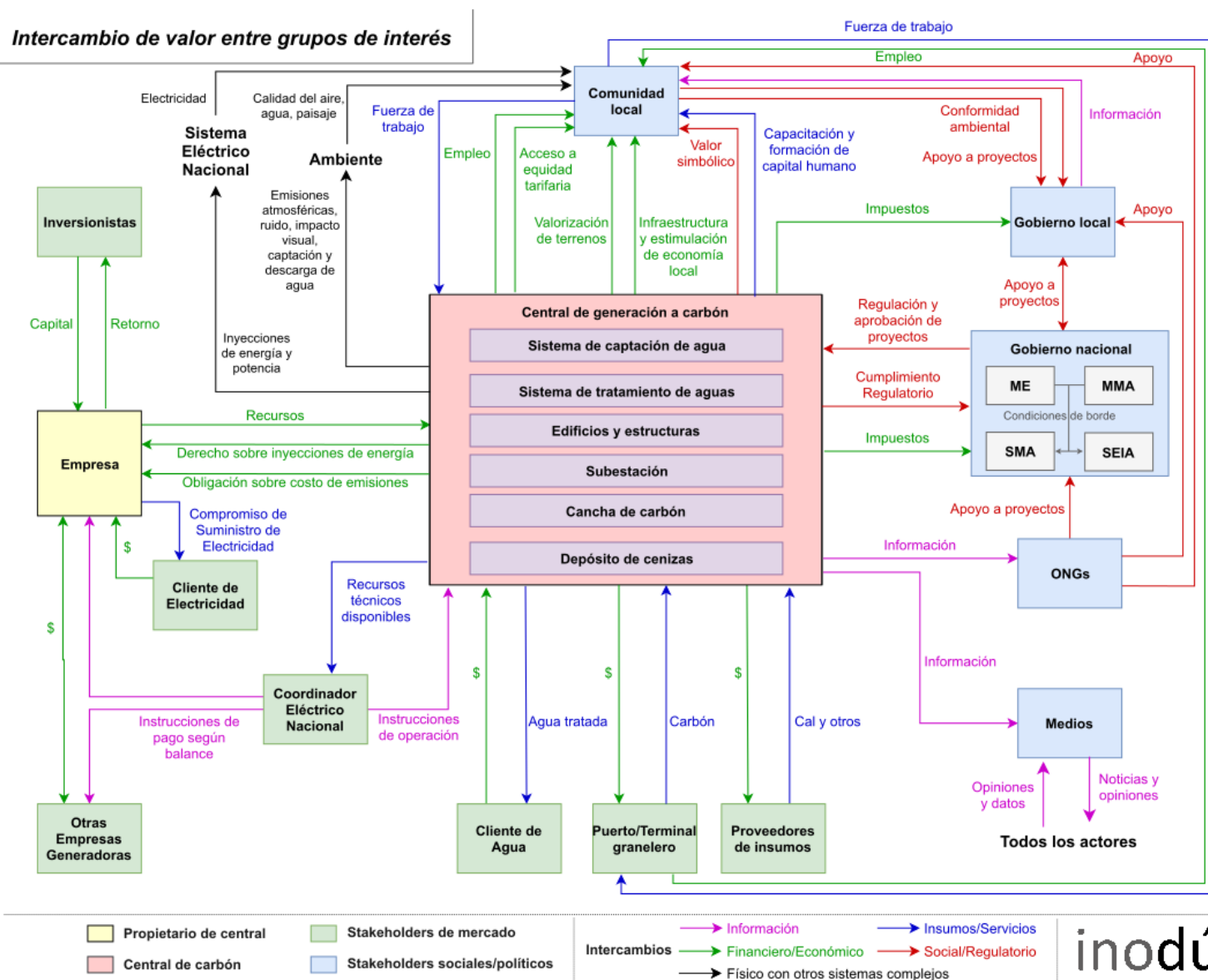


Figura 44: Mapa de intercambio de valor entre grupos de interés y una central de generación a carbón. Fuente: Elaboración propia.

Desde el punto de vista de la infraestructura eléctrica a carbón en Chile, se identificaron los siguientes aspectos:

- **7 de las 28 unidades fueron construidas antes de 1990.** Estas unidades representan 907 MW y están ubicadas en partes prácticamente iguales entre la zona norte (ex – SING) y zona central del país (Quintero y Coronel). Dos de las siete unidades fueron puestas en servicio antes de 1970 y una unidad fue puesta en servicio en los años setenta.
- **7 de las 28 unidades fueron puestas en servicio en los años noventa para abastecer principalmente a clientes libres.** Estas unidades representan 1100 MW y están emplazadas en la zona norte del país.
- **14 de las 28 unidades fueron puestas en servicio a partir del año 2009, como respuesta a la crisis de abastecimiento de gas argentino.** Estas unidades representan 3550 MW. El 35% de esa capacidad está ubicada en la zona central del país.

Con excepción de la Central Tarapacá y Santa María, las unidades de generación están emplazadas en complejos que comparten infraestructura y servicios de soporte entre las unidades que forman parte del mismo complejo. Por lo tanto, **la reconversión o el cierre programado de algunas unidades más antiguas se desarrollará en un terreno donde continúa estando operativa una unidad más nueva.**

Para establecer – en base a requerimientos equitativos – un cronograma de retiro o reconversión de centrales a carbón, sobre todo de las 21 unidades que iniciaron su operación posterior al año 1990, **es crítico dar certeza sobre eventuales nuevos requerimientos de regulación ambiental que influenciarán las expectativas de funcionamiento de las unidades.** En este sentido, en el corto plazo hay dos aspectos que serán relevantes. El primero tiene relación a los requerimientos que establecerá la anunciada **Ley de Cambio Climático**. El segundo tiene relación a **posibles nuevos requerimientos que pueden surgir por una modificación del DS 13**. Estos eventuales requerimientos no solo influyen las opciones y objetivos de reducción de emisiones de generadores, sino también de clientes libres.

Un desafío de introducir cambios sustanciales y no transitorios en la normativa sectorial o tributaria que tengan por efecto directo y demostrable una variación de más del 2% en los costos de capital o de operación para la ejecución de contratos con clientes regulados tiene relación a que se podrían activar mecanismos de revisión de precios de contrato. Estos mecanismos de revisión de precios podrían ser activados incluso por aquellos adjudicatarios que no cuenten con activos de generación a carbón y se hayan firmado contratos en las licitaciones 2015/01, 2015/02 y 2017. En este contexto, dado que los costos de comercialización de energía en el mercado eléctrico corresponden a los costos de retiro en el mercado spot, un aspecto importante es dar una mayor precisión al concepto *“costos de operación para la ejecución del contrato”* que se incluye en la cláusula de revisión de precios de los contratos de suministro regulados.

Si bien todas las unidades entregan recursos técnicos al sistema eléctrico en su conjunto, y los beneficiarios de la operación sostenible del sistema son tanto clientes libres como clientes regulados, **parte relevante de las unidades a carbón fueron concebidas como una solución de suministro para**

clientes libres. Por lo tanto, **los clientes libres son un grupo de interés crítico de considerar al momento de definir objetivos de descarbonización y establecer un cronograma de cese programado y gradual de la operación de estas centrales.** Durante las primeras siete sesiones que se han desarrollado de la Mesa de Descarbonización no se han presentado antecedentes respecto de la visión o requerimientos particulares de clientes libres en relación a objetivos de descarbonización.

Desde el punto de vista comercial, la Figura 24 ilustra el volumen de energía comprometido y fecha de vencimiento de contratos con clientes libres que pueden ser asociados, directamente, a activos de generación a carbón²⁷⁸. Dado los cambios de competitividad que han tenido las fuentes de generación con energías renovables en los últimos años, es posible indicar que los recursos técnicos que se utilizarán para satisfacer las necesidades de los clientes libres no serán estáticos y se irán adaptando en la medida que se puedan capturar eficiencias mediante menores costos de suministro y se tengan objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en la cadena de suministro. Por lo tanto, **la clarificación de objetivos de reducción de emisiones en el suministro eléctrico por parte de clientes libres debiera ser un insumo crítico para efectos de definir objetivos y un calendario de descarbonización de la matriz de energía eléctrica.** Si bien estos objetivos están relacionados a requerimientos que defina la Ley de Cambio Climático en el país, mientras dicha ley no esté definida, en algunos casos particulares pueden estar relacionados a requerimientos corporativos o exigencias a nivel internacional.

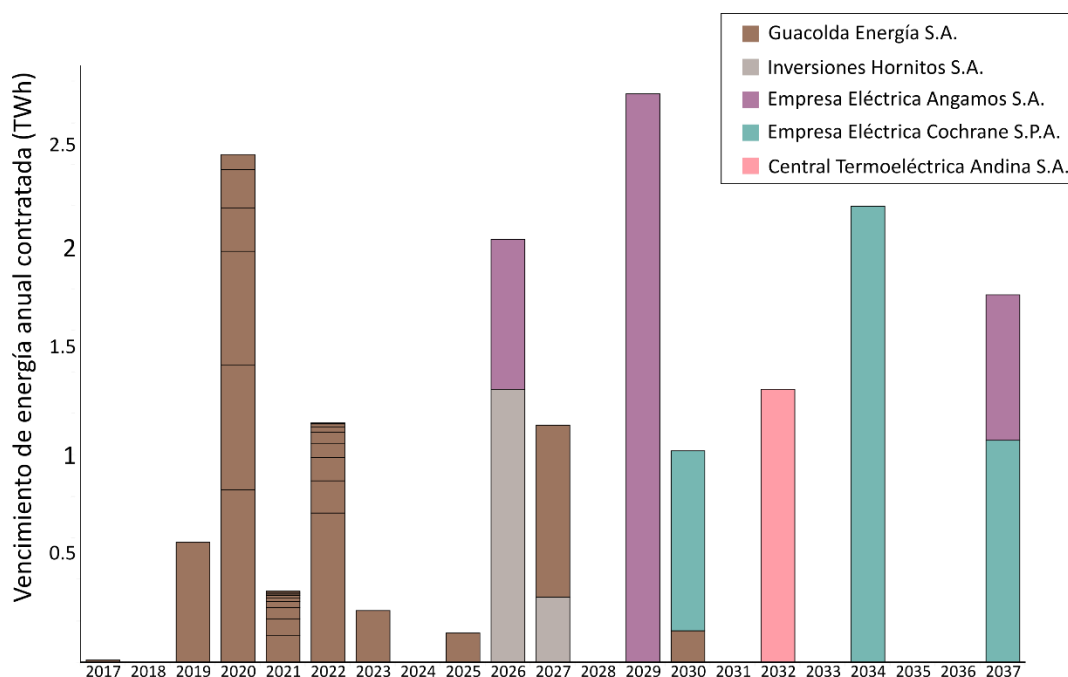


Figura 45: Vencimiento esperado de contratos entre centrales a carbón y clientes libres durante el periodo 2017-2037
(Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional)

²⁷⁸ Catastro de contratos del Coordinador Eléctrico Nacional (junio 2018)

De una manera similar, durante las últimas cuatro licitaciones reguladas de suministro que ha desarrollado la CNE se han adjudicado contratos a oferentes que han informado en sus documentos administrativos la intención de respaldar el contrato con activos de generación a carbón.

En la Licitación 2013/03 - Segundo Llamado, E-CL (Engie) presentó el proyecto Infraestructura Energética Mejillones (IEM) con el propósito de efectuar aportes de electricidad al Sistema Eléctrico Nacional durante el Período de Suministro correspondiente al Bloque de Suministro N° 3, vigente desde el 1 de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2032.

En la Licitación 2015-01, Endesa se adjudicó el suministro de parte del Bloque de Suministro N° 3, que estará vigente desde el 1 de enero de 2022 hasta el 31 de diciembre de 2041. Dentro de los antecedentes entregados para respaldar la propuesta se incluye un portafolio variado de centrales existentes, entre las cuales se encuentre Bocamina I y II.

Por su parte, en la Licitación 2017, Endesa se adjudicó parte de un Bloque de Suministro que estará vigente desde el 1 de enero de 2024 hasta el 31 de diciembre de 2043. Dentro de los antecedentes entregados para respaldar la propuesta también se incluye un portafolio de generación que contempla a las centrales Bocamina I y II.

Hasta el momento, la definición de una estrategia de suministro eléctrico para los clientes regulados no ha incorporado objetivos emisiones de gases de efecto invernadero (es decir ha sido neutra desde el punto de vista tecnológico). Si bien la competitividad de las energías renovables ha permitido que parte importante de las últimas cuatro licitaciones haya sido asignada a oferentes con proyectos de energía renovable, en la medida que la sociedad a nivel internacional y nacional se coordina hacia una posición no neutral desde el punto de vista del desempeño de emisiones de distintas opciones tecnológicas, **es importante que las licitaciones futuras incorporen requerimientos explícitos respecto de las fuentes que se deberán utilizar para el suministro de los clientes regulados, ya sea mediante una restricción de emisiones o mediante una señal de costo a las emisiones de gases de efecto invernadero**, los cuales potencialmente estarán incorporados en la Ley de Cambio Climático.

Como se ha indicado en el reporte, una central a carbón entrega las siguientes fuentes de valor importantes a la comunidad donde se inserta:

- Empleo, infraestructura, capacitación y formación de capital humano, y recursos a la municipalidad lo que en definitiva se traduce en una estimulación de la economía local.

Los impuestos locales que las empresas generadoras declararon pagar por cada uno de sus complejos de generación el año 2017 representaron entre el 0,8% y el 17,5% de los presupuestos anuales iniciales de cada Municipalidad, con un promedio de 6%.

De acuerdo a una encuesta realizada a las empresas generadoras, **se estima que a nivel nacional existen aproximadamente 4100 empleos permanentes en centrales termoeléctricas a carbón**, además de al menos 1500 indirectos esporádicos. **Dependiendo de la localidad, los complejos de generación termoeléctrica generan aproximadamente entre 180 a 1266 empleos permanentes.** En

términos generales, estos empleos entregan mejores sueldos y mayores oportunidades de desarrollo laboral que otros de la zona; en especial, los empleos directos. **Dependiendo de la central, entre un 3% y 67% de los trabajadores de una central a carbón vive en la misma comuna donde está emplazada la central.**

- Recursos al puerto que le provee servicios para descarga de carbón.

La siguiente Tabla 10 sintetiza los casos en que se utiliza infraestructura portuaria de terceros para la descarga de carbón.

El único puerto/muelle que es propiedad de una empresa de generación y que solo otorga servicios a la misma empresa es el Terminal Puerto Andino. Este es el muelle en el cual se descarga carbón y piedra caliza para la operación del complejo Mejillones de la empresa Engie, que es dueña del puerto a través de su filial Central Termoeléctrica Andina.

En este contexto, un grupo de interés que no ha estado presente en las mesas de descarbonización corresponde justamente a representantes de puertos. Se sugiere **contar un mejor entendimiento de la importancia que las centrales a carbón tienen para la actividad de ciertos puertos y el empleo asociado a ello.**

Tabla 10: Centrales que utilizan muelles de terceros para descarga de carbón

Central	Empresa que provee el servicio	Otros usos
Tarapacá	Terminal Marítimo Patache (de Compañía Minera Cordillera)	Compañía Minera Cordillera embarca sal. Actualmente el puerto tiene capacidad de carga de sal, carbón y ácido sulfúrico. ²⁷⁹
Nueva Tocopilla	Engie (Muelle de Central Tocopilla)	Engie (para carbón de Complejo Termoeléctrico Tocopilla), Oxy Chile, Copec.
Cochrane Angamos	Terminal Graneles del Norte S.A. (filial de Puerto Angamos)	100% utilizado para AES Gener
Ventanas	Puerto Ventanas (filial de Sigdo Koppers)	El puerto se utiliza también para clientes como Codelco (Andina, Teniente, Ventanas), Anglo American, Melón, Importadora de Granos G9, Graneles de Chile, ADM, Enx y Enap
Bocamina	Portuaria Cabo Froward (del Grupo de Empresas Navieras SA)	Bocamina representa el 30% del tonelaje transferido el 2017 en muelles de Coronel ²⁸⁰ . Otros usos con clientes en área forestal, hidrocarburos, Industrial (cemento y aceite de pescado), Agroindustrial y Acuicola.
Santa María	Terminal granelero de la empresa Puerto Coronel	El muelle fue diseñado para transporte de graneles y carbón. Hasta el momento se utiliza en un 100% para alimentar a Central Santa María

²⁷⁹ Otros usuarios: Compañía Minera Cordillera. Actualmente tiene capacidad de carga de sal, carbón y ácido sulfúrico. Más información en: <http://www.tmp.cl/caracteristicas.htm>

²⁸⁰ Fuente: <http://www.froward.cl/qsomos/fecus/2017/Memoria%20PCF%202017.pdf>

- Impuesto a emisiones al gobierno central.

El año 2017 comenzó a aplicarse el impuesto asociado a emisiones de termoeléctricas. Aproximadamente 135 millones de dólares se explican por la operación de centrales termoeléctricas a carbón y petcoke. Es evidente que en la medida que los objetivos de descarbonización se cumplan, esta fuente de financiamiento no estará presente, lo que debiera ser un aspecto definido por diseño al momento de establecer el impuesto a emisiones.

Una vez que se defina un cronograma de retiro o reconversión de centrales, se debe evaluar los flujos de valor indicados anteriormente y establecer un plan para gestionar la posible afectación de los grupos de interés que se identifiquen en cada caso.

Tras una revisión de un caso de reconversión de una planta de carbón a gas natural en Estados Unidos; el proceso de búsqueda de alternativas para la reconversión de una central en Italia; y el proceso de cierre de una central en Australia, se observa la importancia de:

- **Comunicar con suficiente anticipación a la comunidad sobre la intención de cierre de la central.**

Para el contexto de la Mesa de Descarbonización y el objetivo de definir un cronograma de cierre o reconversión voluntaria. Una vez definido el cronograma es deseable comunicar la intención de retiro o reconversión voluntaria de centrales primero en las comunidades locales que se verán afectadas. Se sugiere definir si comunicará de manera simultánea en las comunidades o de manera secuencial en cada una de ellas.

- **Realizar una definición temprana de metas y propósitos para el sitio.**

Esto es un aspecto en que cada una de las compañías deberá trabajar una vez definido el cronograma de cierre o reconversión voluntario. Como se ha indicado anteriormente, en el caso particular de Chile, la reconversión o el cierre programado de algunas unidades más antiguas se desarrollará en un terreno donde continúa estando operativa una unidad más nueva. Adicionalmente, las alternativas de uso del sitio están altamente influenciadas por el estado del sitio, nivel de contaminación ambiental y costo de remediación ambiental.

- **Realizar una investigación ambiental temprana en el sitio para determinar si es que existe contaminación que deba ser remediada.**
- **Utilizar grupos multi stakeholder para identificar posibles usos del sitio y/o asesorar a estudios en aquellos casos que se tenga como objetivo buscar usos alternativos al emplazamiento de la central que dejará de operar y definir la forma más conveniente de evaluar las distintas opciones que se identifiquen.**
- Oportunidad de **utilizar procesos abiertos para que terceros planteen alternativas de desarrollo** junto a su intención de financiamiento. Como parte de las actividades asociadas a la Mesa de

Descarbonización, se han revisado diversas alternativas de reconversión de las centrales, las cuales se han clasificado según su nivel de madurez tecnológica – comercial. Las alternativas son las siguientes:

- Alternativas maduras
 - Conversión de una central a otro tipo de combustible
 - Conversión total o parcial a uso de gas natural
 - Conversión total o parcial a uso de biomasa forestal
 - Reutilización de la infraestructura de la central
 - Cierre y desmantelamiento de la central
 - Reserva en frío o mothballing
 - Conversión total a uso de residuos sólidos domiciliarios
 - Reemplazo de la unidad por motores a gas natural
 - Instalación de un sistema de desalinización de agua de mar
- Alternativas emergentes
 - Conversión de la central que permite seguir utilizando carbón, pero capturan el CO₂
 - Adaptación incorporando un sistema de captura de CO₂
 - Cogeneración de hidrógeno y electricidad
 - Alternativas que aprovechan infraestructura dentro de la central
 - Sistema de almacenamiento de corta duración
 - Sistema de almacenamiento de larga duración

Las alternativas indicadas anteriormente no comprenden un listado exhaustivo. Se espera que los atributos de las alternativas que hoy no están maduras tecnológicamente (o emergentes) evolucionen en el tiempo, mejorando su rendimiento, disminuyendo sus costos actuales y reduciendo sus riesgos de implementación. En el largo plazo, algunas de las opciones emergentes presentadas tienen el potencial de contribuir de manera más eficiente a reducir las emisiones de GEI y flexibilizar el sistema eléctrico²⁸¹.

- **El rol activo del municipio en desarrollar una visión para la zona y abogar por un nuevo proyecto que sea coherente con la visión de desarrollo del territorio.**
- En el caso de la central de Salem en Massachusetts, que está ubicada en el borde costero de una ciudad, se observó:
 - Deseo de **desarrollo de uso mixto** (actividad industrial, portuario, comercial, comunitario).
 - Intención de la comunidad de contar con cierto acceso al borde costero.
 - **Preocupación por los impactos asociados a los trabajos de demolición y reconstrucción.**
 - La importancia para la comunidad de la remediación de parte del sitio.

²⁸¹ Para más información de las alternativas evaluadas preliminarmente se sugiere revisar el estudio: “Estudio de alternativas tecnológicas al retiro y/o reconversión de las unidades de carbón en Chile,” desarrollado para GIZ en el contexto de la Mesa de Descarbonización.

- **Preocupación por fuente de financiamiento de la comuna** y disminución de calidad de servicios públicos (salud, educación).
- Necesidad de **crear planes de estímulo económico para la transformación de capacidades**.
- **Definición de límites de responsabilidad de la empresa que realiza el cierre** – restauración del sitio respecto del desarrollo futuro del emplazamiento y la comunidad.
- **Desafíos en capacitación / re-empleabilidad de personas con permanencia de años en la central**.
- **Manejo realista de expectativas** sobre creación de empleos, o llegada de nuevas industrias, que cubran tanto en cantidad como calidad los empleos perdidos.

Respecto de los planes de cierre de centrales a carbón definidos en las RCA, se tiene lo siguiente (detalles en Anexo II):

- Siete unidades no tienen RCA asociada al proyecto original.
- Hay casos donde se omite el plan de cierre de las unidades o se especifica un compromiso de elaborarlo a futuro.
- Quince RCA indican que lo más probable es que la unidad se reacondicione, o se introduzca una mejora tecnológica o reconversión a otra tecnología de generación. En caso de que se requiera abandonar el sitio, se indica que se dismantelarán y retirarán las estructuras, equipos superficiales y marinos. El detalle de los planes presentados es variado.
- A cuatro de las unidades se les exige presentar un plan de cierre a la COREMA correspondiente cierto tiempo antes de iniciar el abandono.

Por lo tanto, **una vez definida la intención de cierre o reconversión de una central, se debe trabajar en establecer plazos y requerimientos para un plan de cierre de la central y vertedero de cenizas**²⁸².

Finalmente, **se debe tener en consideración que las estrategias de compromiso voluntario no serían capaces de asegurar una reducción significativa de emisiones y proveer la certidumbre necesaria para incentivar el desarrollo de inversiones**. Actualmente diversos factores ya están reduciendo la rentabilidad de las centrales a carbón en el mercado, lo cual se acelerará en el futuro. Esta reducción de rentabilidad podría acelerar el cierre de algunas centrales, los que podrían ocurrir cuando se requiera un mantenimiento o reparación mayor, a no ser que se hayan definido mecanismos regulatorios para establecer un retiro más predecible.

²⁸² En algunos casos el vertedero de cenizas seguirá siendo utilizado por otra central perteneciente al mismo complejo de generación que no haya sido convertida.

9 BIBLIOGRAFÍA

- [1] EIA, «Form EIA-860: Annual Electric Generator Report,» 2016.
- [2] CNE, «Capacidad Instalada Generación,» Julio 2018.
- [3] B. Cameron, E. Crawley, W. Feng y M. Lin, «Strategic Decisions in Complex Stakeholder Environments: A Theory of Generalized Exchange,» *Engineering Management Journal*, vol. 23, nº 3, pp. 37-45, September 2011.
- [4] EPRI, «Coal Ash: Characteristics, Management and Environmental Issues,» Palo Alto, California, 2009.
- [5] Oak Ridge National Laboratory, «Solid Waste from the Operation and Decommissioning of Power Plants,» Prepared for the US Department of Energy, 2017.
- [6] US Geological Service, «Trace elements in coal ash,» 2015.
- [7] US EPA, «Final Rule: 40 CFR Parts 257 and 261, Disposal of Coal Combustion Residuals from Electric Utilities,» 2015.
- [8] US EPA, «Proposed Rules: 40 CFR Part 257, Disposal of Coal Combustion Residuals From Electric Utilities, Amendments to the National Minimum Criteria (Phase One),» 2018.
- [9] L. Bradley, «Coal Ash in Context,» de *Coal Combustion Products: Characteristics, Utilization and Beneficiation*, Woodhead Publishing, 2017, pp. 415-450.
- [10] Ministerio de Salud, «Aprueba Reglamento Sanitario Sobre Manejo de Residuos Peligrosos,» 2003.
- [11] U.S. Department of the Interior, «Dan River Coal Ash Spill Case,» Natural Resource Damage Assessment and Restoration Program, 2014.
- [12] CNE, «Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema ELéctrico Nacional y de Ajustes y Recargos por Aplicación del Mecanismo de Equidad Tarifaria Residencial: Informe Técnico Definitivo,» Julio, 2018.
- [13] D. Raimi, «Decommissioning US Power Plants: Decisions, Costs, and Key Issues,» Resources for the Future, 2017.
- [14] US EPA, «Brownfields Road Map to Understanding Options for Site Investigation and Cleanup,» 6th Ed., 2017.

- [15] Delta Institute, «Coal Plant Redevelopment Roadmap: A Guide for Communities in Transition,» 2018.
- [16] EPRI, «Decommissioning Handbook for Coal-Fired Power Plants,» Palo Alto, California, 2004.
- [17] EPRI, «Power Plant Closure Guidebook,» Palo Alto, California, 2010.

10 ANEXO I: CARACTERIZACIÓN DE LOS COMPLEJOS DE GENERACIÓN

10.1 Central Térmica Tarapacá

Tabla 11: Central Térmica Tarapacá – Ubicación y Documentos de Referencia

Central Termoeléctrica Tarapacá	
Región	Tarapacá
Comuna	Iquique
Unidades	CTTAR TGTAR (ciclo simple – no incluida en el análisis)
Coordenadas UTM Referenciales	Zona: 19 K 375862.00 m E 7698898.00 m S
RCA de referencia	SEIA_RCA_res ex-55 (14-JUL-2015): Modificación de la Central Termoeléctrica Tarapacá Vapor SEIA_RCA_res ex-806-1432 (16-DIC-1996): Central Termoeléctrica Patache y Sistema de Transmisión Asociado
Otros documentos de referencia	SMA Censo de Centrales Termoeléctricas 19.05.2014 SMA res ex-1265 (30-DIC-2016) Aprueba propuesta de metodología para la cuantificación de emisiones en el marco de la ley N°20780

Tabla 12: Central Térmica Tarapacá – Caracterización de la instalación

		Unidades
		CTAR
Entrada en operación de unidades	Año	1999
Potencia de unidades (neta)	MWe	139
Caldera		
Fabricante		Foster Wheeler
Capacidad diseño térmico	MWt	389
Capacidad diseño eléctrico (bruto)	MWe	150
Combustible Principal		Carbón
Combustible Secundario		
Combustible Partida		Petróleo 2 (Diésel)
Tipo de caldera		Acuotubular
		Subcrítica
Chimenea		
Altura	m	80
Diámetro	m	3,8
Control de material particulado		Filtro de mangas
Proveedor		Alstom
Control de SO₂		FGD
Proveedor		STX
Control de NO_x		
Proveedor		

Tabla 13: Vertedero de Central Térmica Tarapacá

Vertedero Tarapaca	SEIA_RCA_res ex-55 (14-JUL-2015) SEIA_RCA_res ex-806-1432 (16-DIC-1996)
Coordenadas UTM de referencia	Zona: 19 K 378083.00 m E 7702967.00 m S
Superficie	54,5 ha
Cantidad de cenizas acumuladas a la fecha	800.000 m ³
Capacidad disponible para almacenamiento a la fecha	1.600.000 m ³
Estado	En operación

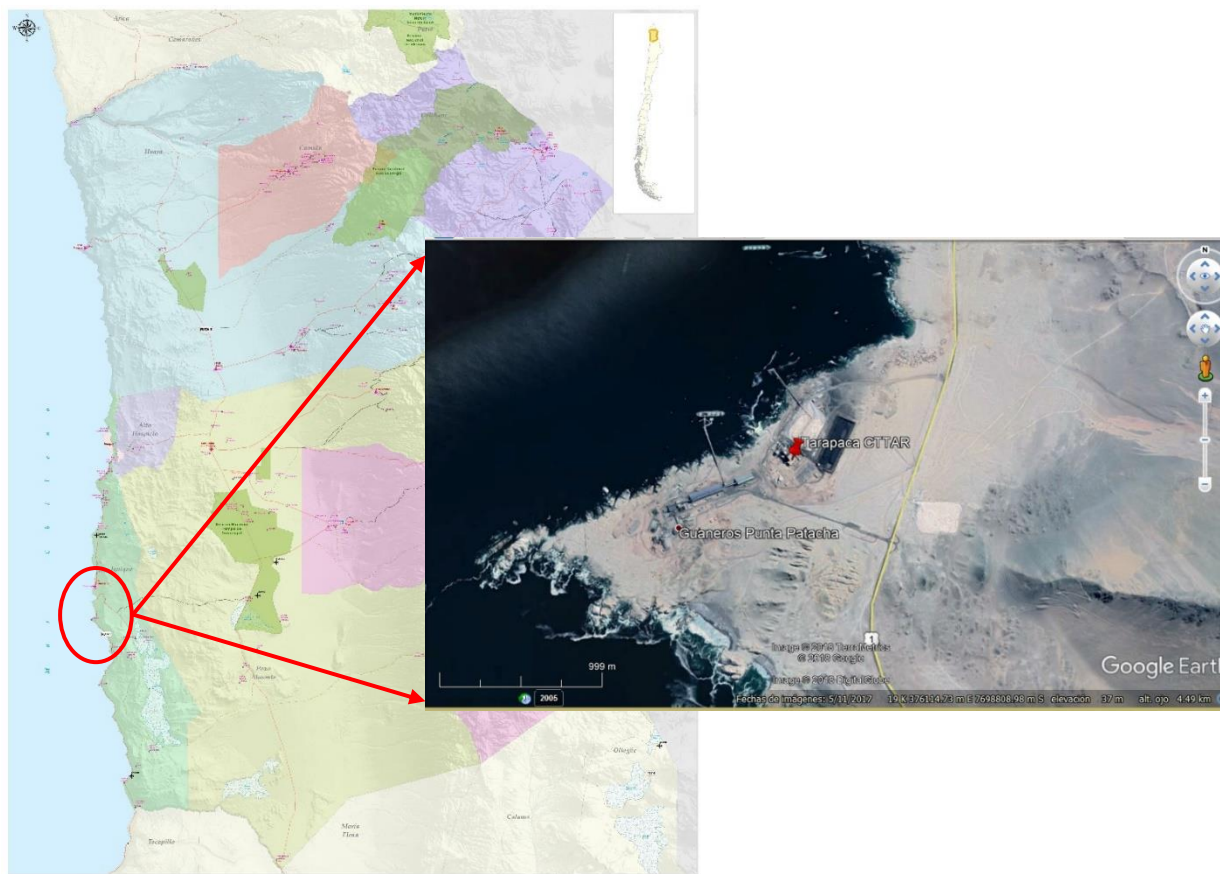


Figura 46: Ubicación Central Termoelectrica Tarapacá.



Figura 47: Ubicación vertedero de cenizas de Central Termoelectrica Tarapacá.

10.2 Central Térmica Tocopilla

Tabla 14: Central Térmica Tocopilla – Ubicación y Documentos de Referencia

Central Termoeléctrica Tocopilla	
Región	Antofagasta
Comuna	Tocopilla
Unidades	U12 U13 U14 U15 U16 (ciclo combinado – no incluida en el análisis) TG1 (ciclo simple – no incluida en el análisis) TG2 (ciclo simple – no incluida en el análisis) TG3 (ciclo simple – no incluida en el análisis)
Coordenadas UTM de referencia	Zona: 19 K 374959.00 m E 7555994.00 m S
RCA de referencia	SEIA_RCA_res ex-7-2015 (07-ENE-2015): Uso de Cal Hidratada, Central Termoeléctrica Tocopilla para Cumplimiento de Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas SEIA_RCA_res ex-10-2000 (21-ENE-2000): Uso de Gas Unidad Turbogas N°3 SEIA_RCA_res ex-75 (13-AGO-1998): Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado Tocopilla SEIA_RCA_res ex-77-2002 (05-ABR-2002): Uso de Mezclas de Carbón y Coque de Petróleo como Combustible Central Tocopilla SEIA_RCA_res ex-118-2014 (27-FEB-2014): Línea 2x110 kV Tocopilla – Tamaya, Circuitos N°2 y N°3 SEIA_RCA_res ex-125-2000 (19-JUL-2000): Uso de Gas Natural en las Unidades Turbogas N° 1 y 2 SEIA_RCA_res ex-141-2008 (14-ABR-2008): Operación Permanente con Petróleo Diésel en la Unidad 16 SEIA_RCA_res ex-274-2010 (15-SEP-2010): Instalación de nueva grúa y terminal marítimo de graneles líquidos en Central Termoeléctrica Tocopilla SEIA_RCA_res ex-427-2014 (30-JUL-2014): Habilitación Depósito Barriles y Cierre Depósito Punta Paraguas de la Central Termoeléctrica Tocopilla SEIA_RCA_res ex-568-2014 (02-OCT-2014): Planta de cal hidratada asociada a cumplimiento norma emisión para SO2
Otros documentos de referencia	SMA Censo de Centrales Termoeléctricas 25.04.2014 SMA res ex-1260 (30-DIC-2016) Aprueba propuesta de metodología para la cuantificación de emisiones en el marco de la ley N°20780

Tabla 15: Central Térmica Tocopilla – Caracterización de la instalación

			Unidades			
			U12	U13	U14	U15
Entrada en Operación de unidades	Año		1983	1985	1987	1989
Potencia de unidades (neta)	MWe		80	80	128	124
Caldera						
Proveedor			Mitsubishi	Mitsubishi	Mitsubishi	Mitsubishi
Capacidad diseño térmico	MWt		307	296	434	403
Capacidad diseño eléctrico (bruto)	MWe		85	86	136	132
Combustible Principal			Carbón bituminoso + Carbón sub-bituminoso	Carbón bituminoso + Carbón sub-bituminoso	Carbón bituminoso + Carbón sub-bituminoso	Carbón bituminoso + Carbón sub-bituminoso
Combustible Secundario						
Combustible Partida			Petróleo 2 (Diésel)	Petróleo 2 (Diésel)	Petróleo 2 (Diésel)	Petróleo 2 (Diésel)
Tipo de caldera			Acuotubular	Acuotubular	Acuotubular	Acuotubular
			Subcrítica	Subcrítica	Subcrítica	Subcrítica
Chimenea						
Altura	m		75	75	75	75
Diámetro	m		4,3	4,3	6,0	6,0
Comentario			Chimenea común (U12 + U13)	Chimenea común (U12 + U13)	Chimenea común (U14 + U15)	Chimenea común (U14 + U15)
Control de material particulado						
Proveedor			Filtro de mangas	Filtro de mangas	Filtro de mangas	Filtro de mangas
			Redecam	Redecam	Redecam	Redecam
Control de SO₂						
Proveedor			FGD, seco	FGD, seco	FGD, seco	FGD, seco
			Robuschi	Robuschi	Robushi	Robushi
Control de NO_x						
Proveedor						

Tabla 16: Vertedero de Central Térmica Tocopilla

Vertedero Punta Paraguas	Cerrado. Sólo opera en caso de emergencia.
Vertedero Barriles	SEIA_RCA_res ex-427-2014 (30-JUL-2014)
Coordenadas UTM (Google Earth)	Zona: 19 K 388593.00 m E 7554984.00 m S
Superficie	42 ha
Cantidad de cenizas acumuladas a la fecha	186.003 m ³
Capacidad disponible para almacenamiento a la fecha	3.413.997 m ³
Estado	En operación



Figura 48: Ubicación Central Termoelectrónica Tocopilla

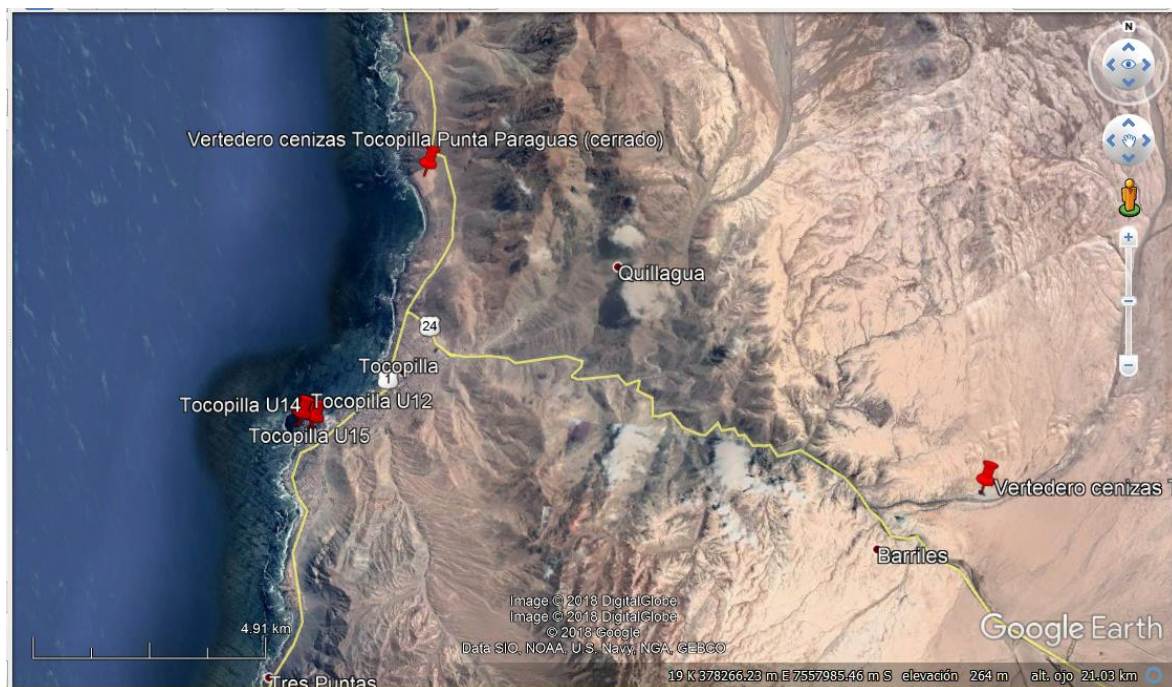


Figura 49: Ubicación vertederos de Central Termoeléctrica Tocopilla y Central Termoeléctrica Nueva Tocopilla

10.3 Central Térmica Nueva Tocopilla

Tabla 17: Central Térmica Nueva Tocopilla – Ubicación y Documentos de Referencia

Central Termoeléctrica Nueva Tocopilla	
Región	Antofagasta
Comuna	Tocopilla
Unidades	NT01 NT02
Coordenadas UTM de referencia	Zona: 19 K 375163.00 m E 7556006.00 m S
RCA de referencia	SEIA_RCA_res ex-45 (07-FEB-1997): Central Termoeléctrica Nueva Tocopilla Unidad 2 SEIA_RCA_res ex-46 (01-FEB-1997): Sistema de Transmisión Central Termoeléctrica Nueva Tocopilla SEIA_RCA_res ex-108-2013 (27-MAY-2013): Modificación Central Termoeléctrica Nueva Tocopilla para el Cumplimiento de Norma de Emisiones Centrales Termoeléctricas SEIA_RCA_res ex-180-2000 (06-OCT-2000): Aumento de Potencia de Generación y Uso de Mezclas de Petcoke y Carbón en la Central Termoeléctrica Nueva Tocopilla SEIA_RCA_res ex-209-2011 (01-DIC-2011): Disposición de Rises de Combustión de Central Termoeléctrica Nueva Tocopilla SEIA_RCA_res ex-485 (16-SEP-1994): Central Termoeléctrica Nueva Tocopilla
Otros documentos de referencia	SMA Censo de Centrales Termoeléctricas 28.04.2014 SMA res ex-1243 (30-DIC-2016) Aprueba propuesta de metodología para la cuantificación de emisiones en el marco de la ley N°20780

Tabla 18: Central Térmica Nueva Tocopilla – Caracterización de la instalación

				Unidades	
				NT01	NT02
Entrada en Operación de unidades		Año		1995	1997
Potencia de unidades (neta)		MWe		137	139
Caldera					
Proveedor				Mitsubishi	Mitsubishi
Capacidad diseño térmico		MWt		390	393
Capacidad diseño eléctrico (bruto)		MWe		147	147
Combustible Principal				Carbón	Carbón
Combustible Secundario				Petróleo 2 (Diésel)	Petróleo 2 (Diésel)
Combustible Partida				Petróleo 2 (Diésel)	Petróleo 2 (Diésel)
Tipo de caldera				Acuotubular	Acuotubular
				Subcrítica	Subcrítica
				Monoblock (EIA)	Monoblock (EIA)
Chimenea					
Altura		m		90	90
Diámetro		m		4,7	4,7
Control de material particulado					
Proveedor				Andritz	Andritz
Control de SO ₂				FGD	FGD
Proveedor				Andritz	Andritz
Control de NO _x				Quemadores low NOx	Quemadores low NOx
Proveedor				Mitsubishi	Mitsubishi

Tabla 19: Vertedero de Central Térmica Nueva Tocopilla

Vertedero Punta Paraguas	SEIA_RCA_res ex-485 (16-SEP-1994)
Coordenadas UTM (Google Earth)	Zona: 19 K 377272.00 m E 7562611.00 m S
Estado	Cerrado SEIA_RCA_res ex-209-2011 (01-DIC-2011) - cierre
Vertedero Barriles	SEIA_RCA_res ex-209-2011 (01-DIC-2011)
Coordenadas UTM (Google Earth)	Zona: 19 K 386975.00 m E 7554451.00 m S
Superficie	33 ha
Cantidad de cenizas acumuladas a la fecha	287 m ³
Capacidad disponible para almacenamiento a la fecha	1.795.001 m ³
Estado	En operación



Figura 50: Ubicación de Central Termoeléctrica Nueva Tocopilla

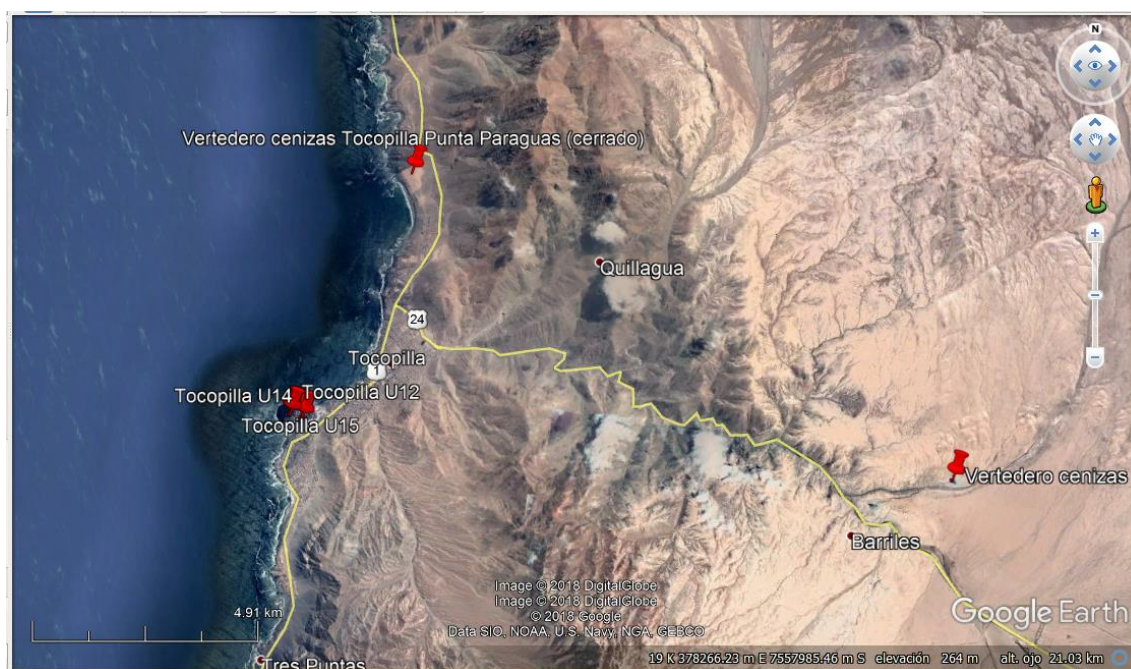


Figura 51: Ubicación vertederos de Central Termoeléctrica Tocopilla y Central Termoeléctrica Nueva Tocopilla

10.4 Central Térmica Cochrane

Tabla 20: Central Térmica Cochrane – Ubicación y Documentos de Referencia

Central Termoeléctrica Cochrane	
Región	Antofagasta
Comuna	Mejillones
Unidades	CCR1 CCR2
Coordenadas UTM de referencia	Zona: 19 K 360062.00 m E 7448881.00 m S
RCA de referencia	SEIA_RCA_res ex-9-2013 (11-ENE-2013): Modificación subestación eléctrica y nuevo sistema de almacenamiento de energía de Central Termoeléctrica Cochrane SEIA_RCA_res ex-143-2009 (08-ABR-2009): Línea de alta tensión Angamos – Encuentro y obras nuevas
	SEIA_RCA_res ex-305-2009 (02-SEP-2009): Central Termoeléctrica Cochrane
Otros documentos de referencia	SMA res ex-1273 (30-DIC-2016) Aprueba propuesta de metodología para la cuantificación de emisiones en el marco de la ley N°20780

Tabla 21: Central Térmica Cochrane – Caracterización de la instalación

		Unidades	
		CCR1	CCR2
Entrada en Operación de unidades	Año	2016	2016
Potencia de unidades (neta)	MWe		
Caldera			
Proveedor		IHI	IHI
Capacidad diseño térmico	MWt	631	604
Capacidad diseño eléctrico (bruto)	MWe	280	280
Combustible Principal		Carbón bituminoso + Carbón Sub-bituminoso	Carbón bituminoso + Carbón Sub-bituminoso
Combustible Secundario		Petróleo 2 (Diesel)	Petróleo 2 (Diesel)
Combustible Partida		Petróleo 2 (Diesel)	Petróleo 2 (Diesel)
Tipo de caldera		Acuotubular	Acuotubular
		Subcrítica	Subcrítica
Chimenea			
Altura	m	95	95
Diámetro	m	6,8	6,8
Comentario		Chimenea común (CCR1 + CCR2)	Chimenea común (CCR1 + CCR2)
Control de material particulado			
Proveedor		Filtro de mangas	Filtro de mangas
		Doosan	Doosan
Control de SO₂			
Proveedor		FGD, seco	FGD, seco
		Doosan	
Control de NO_x			
Proveedor		SCR	SCR
		IHI	IHI

Tabla 22: Vertedero de Central Cochrane

Vertedero	Cerro Gris
Coordenadas de referencia	23°8'8,95''S 70°17'35,07''O
Superficie	100 ha.
Cantidad de cenizas acumuladas a la fecha	1.959.250 ton
Capacidad disponible para almacenamiento a la fecha	7.040.750 ton
Comentario	La SEIA_RCA_res ex-305-2009 (02-SEP-2009) en la página 23 indica: que el transporte y disposición final de las cenizas y escorias no forman parte de la EIA y que para ellas serán utilizados transportistas y depósitos que posean todas las autorizaciones sectoriales y ambientales que correspondan. Vertedero de uso compartido con Central Angamos
Estado	En Operación

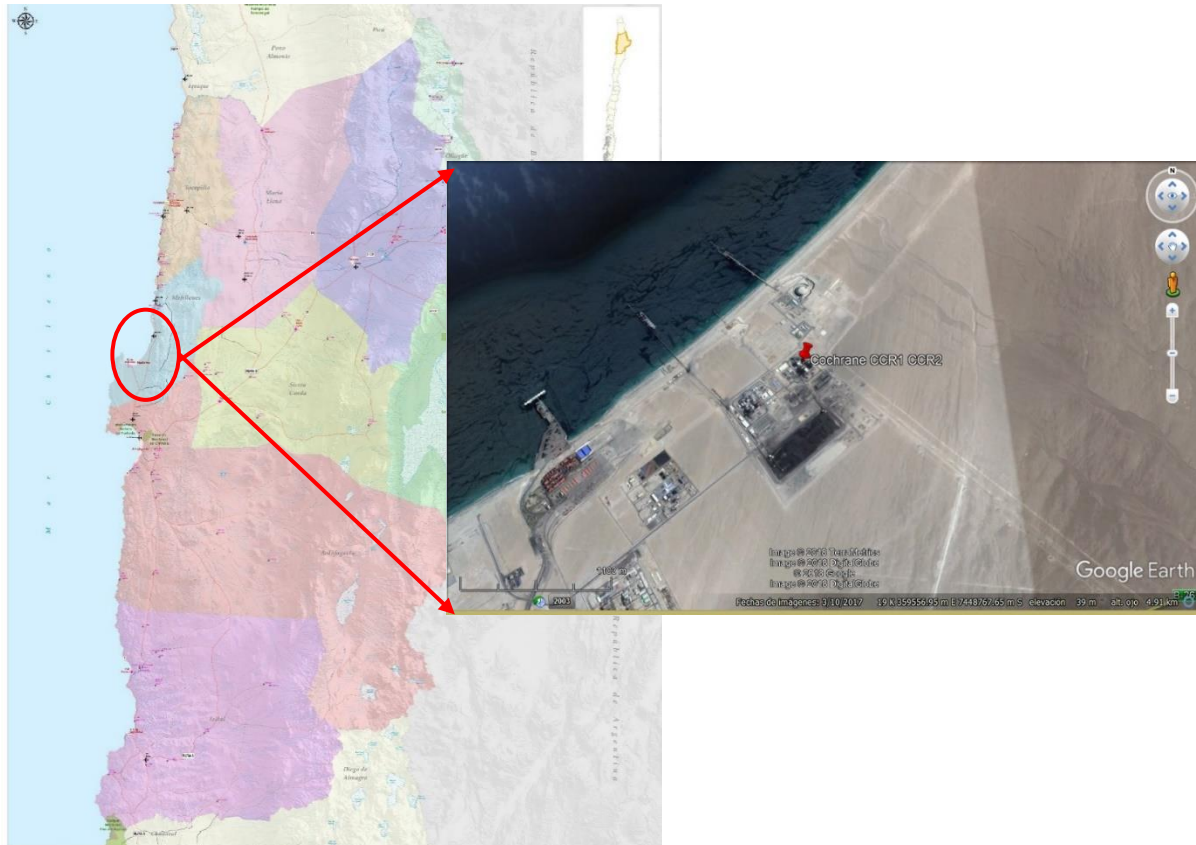


Figura 52: Ubicación Central Termoeléctrica Cochrane

10.5 Central Térmica Angamos

Tabla 23: Central Térmica Angamos – Ubicación y Documentos de Referencia

Central Termoeléctrica Angamos	
Región	Antofagasta
Comuna	Mejillones
Unidades	ANG1 ANG2
Coordenadas UTM (Google Earth)	Zona: 19 K 359669.00 m E 7448431.00 m S
RCA de referencia	SEIA_RCA_res ex-8-2008 (04-ENE-2008): Proyecto línea de alta tensión Angamos - Laberinto SEIA_RCA_res ex-9-2008 (04-ENE-2008): Línea de alta tensión Angamos - Atacama SEIA_RCA_res ex-23-2009 (19-ENE-2009): Modificación del Punto de Toma y Descarga Central Termoeléctrica Angamos SEIA_RCA_res ex-278-2016 (18-AGO-2016): Ampliación Planta Desalinizadora de agua de mar SEIA_RCA_res ex-290-2007 (07-SEP-2007): Central Termoeléctrica Angamos
Otros documentos de referencia	SMA Censo de Centrales Termoeléctricas 30.05.2014 SMA res ex-1246 (30-DIC-2016) Aprueba propuesta de metodología para la cuantificación de emisiones en el marco de la ley N°20780

Tabla 24: Central Térmica Angamos – Caracterización de la instalación

		Unidades	
		ANG1	ANG2
Entrada en Operación de unidades	Año	2011	2011
Potencia de unidades (neta)	MWe	252	252
Caldera			
Proveedor		Doosan	Doosan
Capacidad diseño térmico	MWt	739	739
Capacidad diseño eléctrico (bruto)	MWe	280	280
Combustible Principal		Carbón bituminoso + Carbón sub-bituminoso	Carbón bituminoso + Carbón sub-bituminoso
Combustible Secundario		Petróleo 2 (Diésel)	Petróleo 2 (Diésel)
Combustible Partida		Petróleo 2 (Diésel)	Petróleo 2 (Diésel)
Tipo de caldera		Acuotubular	Acuotubular
		Subcrítica	Subcrítica
		Monoblock (EIA)	Monoblock (EIA)
Chimenea			
Altura	m	95	
Diámetro	m	6,7	
Comentario		Chimenea común (ANG1 + ANG2)	Chimenea común (ANG1 + ANG2)
Control de material particulado		Filtro de mangas	Filtro de mangas
Proveedor		Tertoria	Tertoria
Control de SO₂		FGD, semi-seco	FGD, semi-seco
Proveedor		Gear Niro	Gear Niro
Control de NO_x			
Proveedor			

Tabla 25: Vertedero de Central Térmica Angamos

Vertedero	Cerro Gris SEIA_RCA_res ex-290-2007 (07-SEP-2007)
Coordenadas UTM de referencia	Zona: 19 K 367673.00 m E 7440992.00 m S
Superficie	100 ha.
Cantidad de cenizas acumuladas a la fecha	1.959.250 ton
Capacidad disponible para almacenamiento a la fecha	7.040.750 ton
Comentario	Uso compartido con Central Cochrane
Estado	En Operación

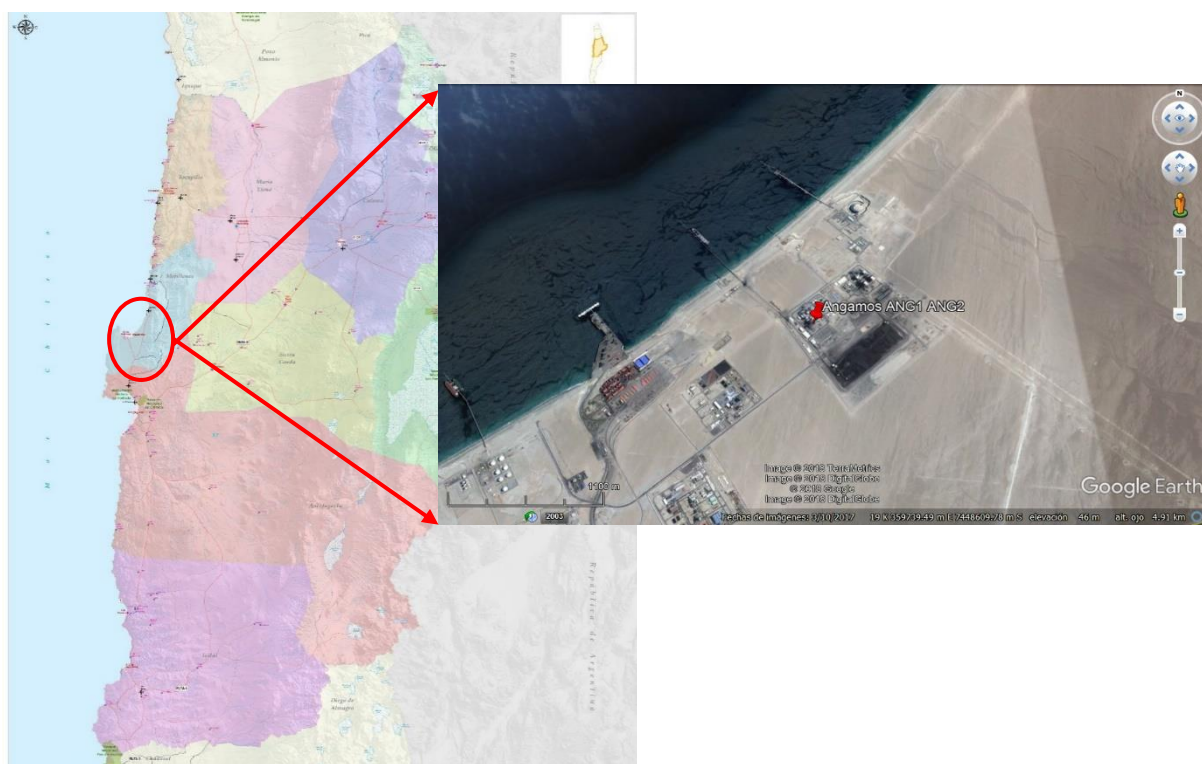


Figura 53: Ubicación Central Termoeléctrica Angamos



Figura 54: Ubicación vertedero de cenizas de Central Termoeléctrica Angamos

10.6 Central Térmica Mejillones

Tabla 26: Central Térmica Mejillones – Ubicación y Documentos de Referencia

Central Termoeléctrica Mejillones	
Región	Antofagasta
Comuna	Mejillones
Unidades	CTM1 CTM2 CTM3 (ciclo combinado - no incluida en el análisis)
Coordenadas UTM (Google Earth)	Zona: 19 K 355411.00 m E 7445898.00 m S
RCA de referencia	SEIA_RCA_res ex-13 (07-AGO-1997): Central Termoeléctrica Mejillones Unidad 2 SEIA_RCA_res ex-27-2018 (08-FEB-2018): Conexión Unidades CTM-2 y CTM-3 a GIS en S/E Chacaya SEIA_RCA_res ex-44 (10-FEB-2015): Uso de Cal Hidratada, Central Térmica Mejillones para Cumplimiento de Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas SEIA_RCA_res ex-50 (13-FEB-2015): Actualización Infraestructura Energética Mejillones SEIA_RCA_res ex-51-1999 (13-MAY-1999): Central Termoeléctrica Ciclo Combinado Mejillones CTM3 SEIA_RCA_res ex-94-2010 (24-MAR-2010): Infraestructura Energética Mejillones SEIA_RCA_res ex-164 (26-ABR-1995): Central Termoeléctrica Mejillones SEIA_RCA_res ex-202-2013 (30-JUL-2013): Línea de Alta Tensión S/E Chacaya – S/E Crucero SEIA_RCA_res ex-230-2007 (20-JUL-2007): Instalaciones Terrestres Almacenamiento de Petróleo Diésel Central Térmica Mejillones SEIA_RCA_res ex-279-2001 (10-DIC-2001): Uso de un Combustible Alternativo en las Unidades 1 y 2 de la Central Térmica Mejillones SEIA_RCA_res ex-568-2014 (02-OCT-2014): Planta de cal hidratada asociada a cumplimiento norma emisión para SO2
Otros documentos de referencia	SMA Censo de Centrales Termoeléctricas 25.04.2014 SMA res ex-1301 (30-DIC-2016) Aprueba propuesta de metodología para la cuantificación de emisiones en el marco de la ley N°20780

Tabla 27: Central Térmica Mejillones – Caracterización de la instalación

		Unidades	
		CTM1	CTM2
Entrada en Operación de unidades	Año	1996	1998
Potencia de unidades (neta)	MWe	154	164
Caldera			
Proveedor		Babcock	Ansaldo
Capacidad diseño térmico	MWt	513	521
Capacidad diseño eléctrico (bruto)	MWe	165	175
Combustible Principal		Carbón bituminoso + Carbón sub-bituminoso	Carbón bituminoso + Carbón sub-bituminoso
Combustible Secundario			
Combustible Partida		Petróleo 2 (Diésel)	Petróleo 2 (Diésel)
Tipo de caldera		Acuotubular	Acuotubular
		Subcrítica	Subcrítica
Chimenea			
Altura	m	80	80
Diámetro	m	6	6
Comentario		Chimenea común (CTM1 + CTM2)	Chimenea común (CTM1 + CTM2)
Control de material particulado			
Proveedor		Filtro de mangas	Filtro de mangas
		Redecam	Redecam
Control de SO₂			
Proveedor		FGD, seco	FGD, seco
		Robuschi	Robuschi
Control de NO_x			
Proveedor		Quemador low NOx	Quemador low NOx

Tabla 28: Vertedero de Central Térmica Mejillones

Vertedero Orilla de Playa	SEIA_RCA_res ex-279-2001 (10-DIC-2001)
Coordenadas UTM de referencia	Zona: 19 K 355911.00 m E 7445906.00 m S
Comentario	Cerrado
Vertedero CTM	SEIA_RCA_res ex-145-2007 (16-MAY-2007)
Coordenadas UTM de referencia	Zona: 19 K 356396.00 m E 7442315.00 m S
Superficie	600.000 m ²
Cantidad de cenizas acumuladas a la fecha	1.812.566 m ³
Capacidad disponible para almacenamiento a la fecha	433.000 ton
Comentario	En operación Uso compartido con CTA y CTH

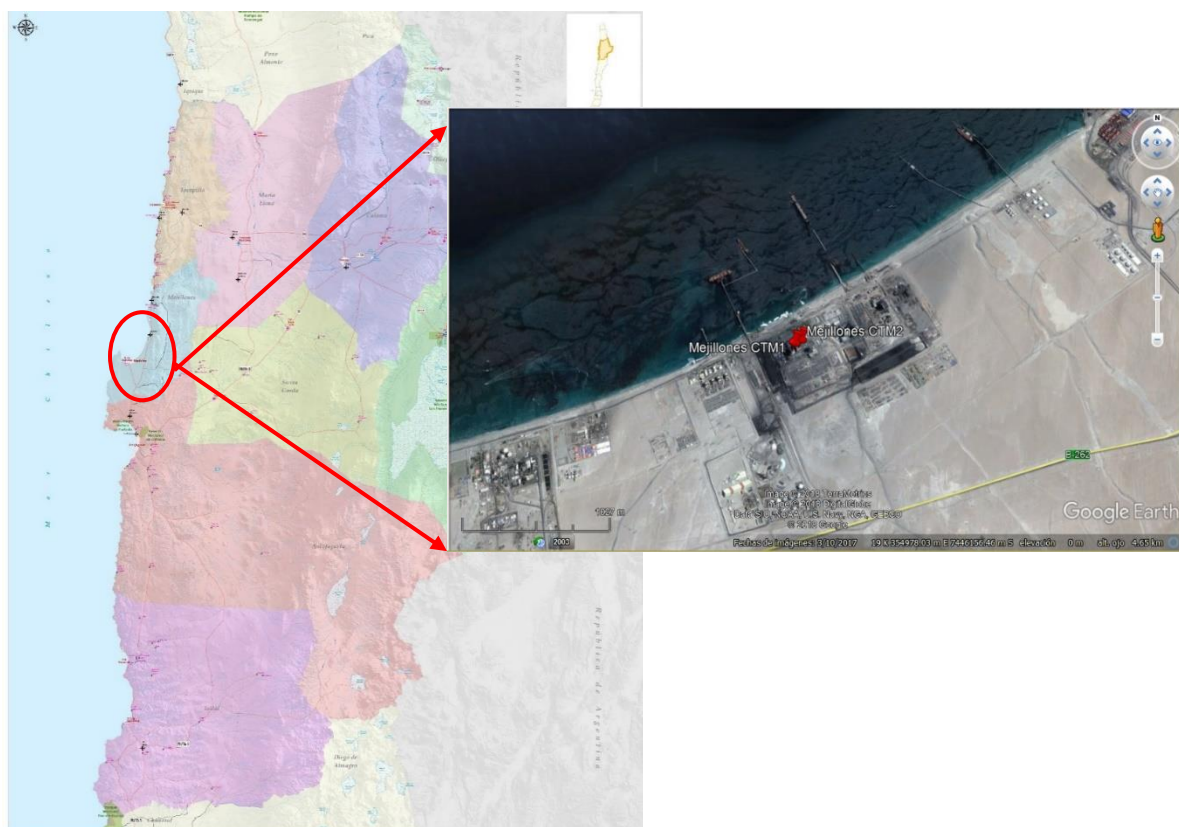


Figura 55: Ubicación Central Termoeléctrica Mejillones



Figura 56: Ubicación vertederos de cenizas de Central Termoeléctrica Mejillones

10.7 Central Térmica Andina

Tabla 29: Central Térmica Andina – Ubicación y Documentos de Referencia

Central Térmica Andina	
Región	Antofagasta
Comuna	Mejillones
Unidades	Andina (CTA) Hornitos (CTH)
Coordenadas UTM de referencia	Zona: 19 K 355862.95 m E 7446059.11 m S
RCA de referencia	SEIA_RCA_res ex-69-2010 (22-FEB-2010): Embarcadero, Uso de Biomasa y Depósito de Cenizas Central Térmica Andino SEIA_RCA_res ex-145-2007 (16-MAY-2007): Central Térmica Andino
Otros documentos de referencia	SMA Censo de Centrales Termoeléctricas 19.03.2014 SMA res ex-1269 (30-DIC-2016) Aprueba propuesta de metodología para la cuantificación de emisiones en el marco de la ley N°20780

Tabla 30: Central Térmica Andina – Caracterización de la instalación

			Unidades	
			CTA	CTH
Entrada en Operación de unidades	Año	2011		2011
Potencia de unidades (neta)	MWe	153		154
Caldera				
Proveedor		Foster Wheeler		Foster Wheeler
Capacidad diseño térmico	MWt	369		357
Capacidad diseño eléctrico (bruto)	MWe	169		170
Combustible Principal		Carbón bituminoso + Carbón sub-bituminoso		Carbón bituminoso + Carbón sub-bituminoso
Combustible Secundario				
Combustible Partida		Petróleo 2 (Diésel)		Petróleo 2 (Diésel)
Tipo de caldera		Acuotubular		Acuotubular
		Subcrítica		Subcrítica
		Lecho fluidizado circulante		Lecho fluidizado circulante
Chimenea				
Altura	m	85		85
Diámetro	m	3,6		3,6
Control de material particulado				
Proveedor		Blacke-Durr		Blacke-Durr
Control de SO₂				
		Caldera lecho fluidizado con inyección de caliza		Caldera lecho fluidizado con inyección de caliza
Proveedor		Foster Wheeler		Foster Wheeler
Control de NO_x				

Tabla 31: Vertedero de Central Térmica Andina

Vertedero CTM	SEIA_RCA_res ex-145-2007 (16-MAY-2007)
Coordenadas UTM de referencia	Zona: 19 K 356396.00 m E 7442315.00 m S
Superficie	600.000 m ²
Cantidad de cenizas acumuladas a la fecha	1.812.566 m ³
Capacidad disponible para almacenamiento a la fecha	433.000 ton
Comentario	En operación Uso compartido con CTM1

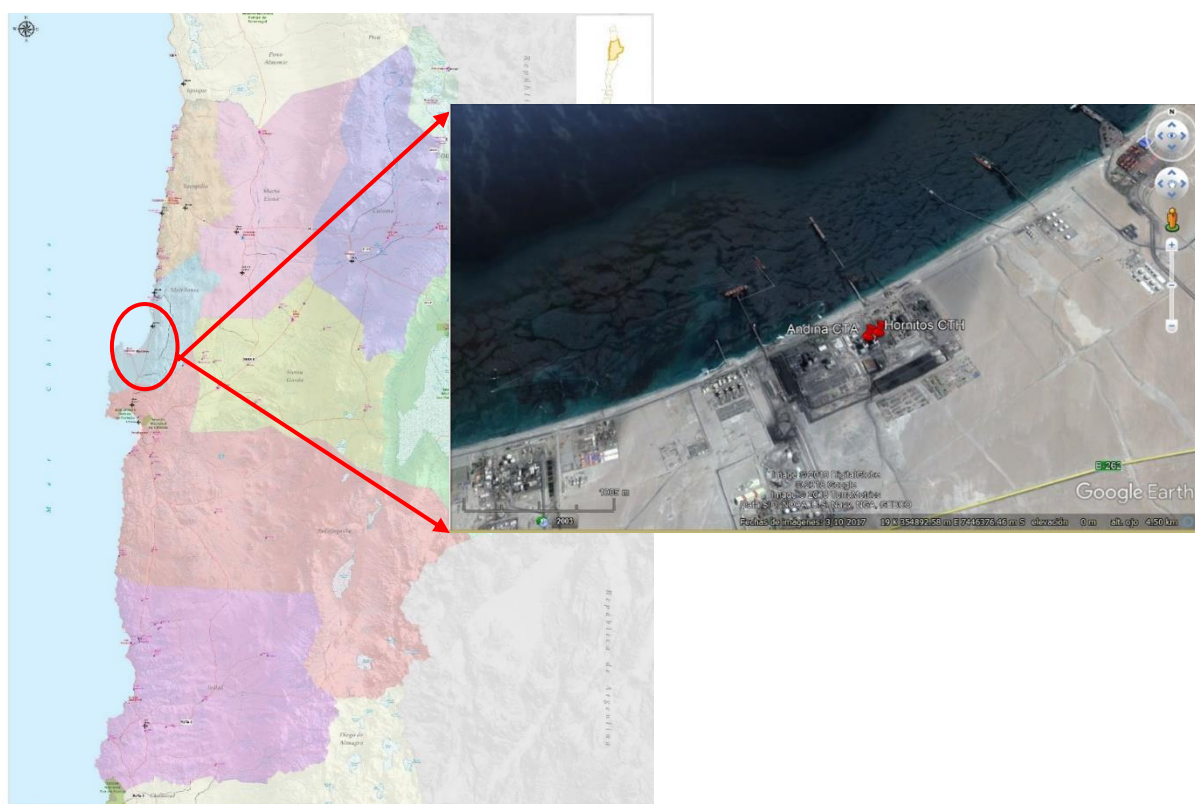


Figura 57: Ubicación de Central Térmica Andino



Figura 58: Ubicación vertedero de cenizas de Central Térmica Andino

10.8 Infraestructura Energética Mejillones (IEM)

Tabla 32: Central IEM– Ubicación y Documentos de Referencia

Infraestructura Energética Mejillones	
Región	Antofagasta
Comuna	Mejillones
Unidades	IEM U1
Coordenadas UTM (Google Earth)	Zona: 19 K 356126.00 m E 7446272.00 m S
RCA de referencia	SEIA_RCA_res ex-50 (13-FEB-2015) Actualización Infraestructura Energética Mejillones SEIA_RCA_res ex-94-2010 (24-MAR-2010) Infraestructura Energética Mejillones

Tabla 33: Central IEM – Caracterización de la instalación

			Unidades
			U1
Entrada en Operación de unidades	Año	En construcción	
Potencia de unidades (neta)	MWe		
Caldera			
Capacidad diseño eléctrico (bruto)	MWe	375	
Combustible Principal		Carbón bituminoso + Carbón sub-bituminoso	
Combustible Partida		Petróleo 2 (Diésel)	
Tipo de caldera		Acuotubular Subcrítica	
Chimenea			
Altura	m	100	
Diámetro	m	5,1	
Control de material particulado		Filtro de mangas	
Control de SO ₂		FGD, húmedo	
Control de NO _x		Quemadores low NO _x , SCR	

Tabla 34: Vertedero de Central IEM

Vertedero	SEIA_RCA_res ex-94-2010 (24-MAR-2010)
	Cerro Gris SEIA_RCA_res ex-290-2007 (07-SEP-2007)
Coordenadas UTM de referencia	Zona: 19 K 367673.00 m E 7440992.00 m S
Superficie	100 ha.
Cantidad de cenizas acumuladas a la fecha	1.959.250 ton
Capacidad disponible para almacenamiento a la fecha	7.040.750 ton
Comentario	Uso compartido con Central Angamos y Cochrane
Estado	En Operación

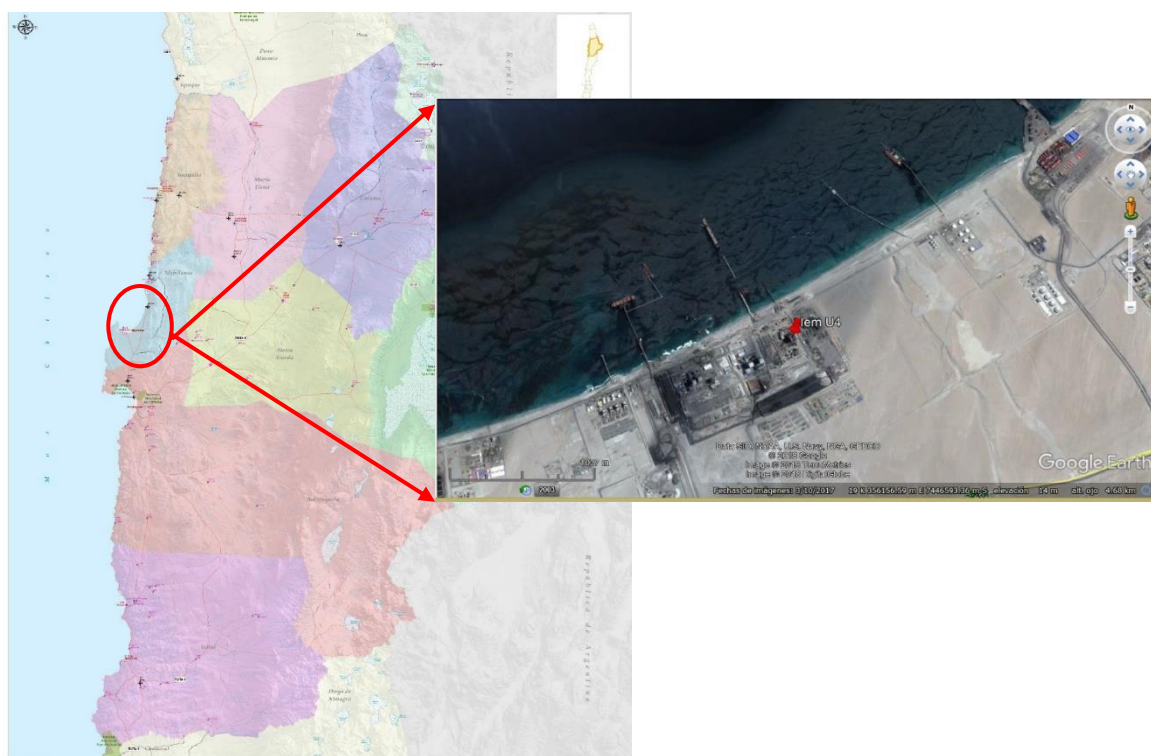


Figura 59: Ubicación Infraestructura Energética Mejillones



Figura 60: Ubicación vertedero de cenizas de Infraestructura Energética Mejillones

10.9 Central Térmica Guacolda

Tabla 35: Central Térmica Guacolda – Ubicación y Documentos de Referencia

Central Guacolda	
Región	Atacama
Comuna	Huasco
Unidades	U1 U2 U3 U4 U5
Coordenadas UTM de referencia	Zona: 19 J 279019.00 m E 6849209.00 m S
RCA de referencia	SEIA_RA_res ex-4 (24-ENE-2018): Planta desalinizadora Guacolda SEIA_RCA_res ex-4 (24-MAY-1995): Central Termoeléctrica Guacolda y Vertedero SEIA_RCA_res ex-38 (25-MAY-2000): Usos de Mezclas de Carbón y Petcoke en Central Termoeléctrica Guacolda SEIA_RCA_res ex-44 (21-FEB-2014): Adaptación de Unidades a la Nueva Norma de Emisión Para Centrales Termoeléctricas SEIA_RCA_res ex-49 (18-AGO-2004): Flexibilización de la Operación en la Central Termoeléctrica Guacolda SEIA_RCA_res ex-54 (19-MAR-2007): Segundo Circuito 220 kV Línea Maitencillo - Cardones SEIA_RCA_res ex-56 (13-ABR-2006): Central Guacolda Unidad Nº 3 SEIA_RCA_res ex-80 (07-JUN-2017): Eliminación del uso de petcoke en Central Guacolda y ajuste de la capacidad de generación eléctrica SEIA_RCA_res ex-141 (26-JUL-2016): 60 MW Sistema de Almacenamiento de Energía BESS-Guacolda SEIA_RCA_res ex-175 (11-OCT-2006) Flexibilidad unidad Nº3 SEIA_RCA_res ex-191 (18-AGO-2010): Unidad 5 Central Térmica Guacolda SEIA_RCA_res ex-236 (16-OCT-2007): Incremento de Generación y Control de Emisiones del Complejo Generador Central Térmica Guacolda SEIA_RCA_res ex-242 (06-AGO-2008): Línea de transmisión 2x220 KV Guacolda - Maitencillo SEIA_RCA_res ex-249 (14-AGO-2008): Ampliación de la capacidad de almacenamiento de combustible sólidos en Central Térmica Guacolda
Otros documentos de referencia	SMA Censo de Centrales Termoeléctricas 28.04.2014 SMA res ex-1249 (30-DIC-2016) Aprueba propuesta de metodología para la cuantificación de emisiones en el marco de la ley Nº20780

Tabla 36: Central Térmica Guacolda – Caracterización de la instalación

			Unidades				
		Año	U1	U2	U3	U4	U5
Entrada en Operación			1995	1996	2009	2010	2015
Potencia (neta)	MWe		142	143	152	152	152
Caldera							
Proveedor			Mitsubishi	Mitsubishi	Mitsubishi	Mitsubishi	Mitsubishi
Capacidad diseño térmico	MWt		345	347	363	341	338
Capacidad diseño eléctrico (bruto)	MWe		152	152	152	152	
Combustible Principal			Carbón + Petcoke	Carbón + Petcoke	Carbón + Petcoke	Carbón bituminoso + sub-bituminoso	Carbón bituminoso + sub-bituminoso
Combustible Secundario			Petróleo 2 (Diesel)	Petróleo 2 (Diesel)	Carbón ²⁸³	Petróleo 2 (Diesel)	Petróleo 2 (Diesel)
Combustible Partida			Petróleo 2 (Diesel)	Petróleo 2 (Diesel)	Petróleo 2 (Diesel)	Petróleo 2 (Diesel)	Petróleo 2 (Diesel)
Tipo de caldera			Acuotubular Subcrítica	Acuotubular Subcrítica	Acuotubular Subcrítica	Acuotubular Subcrítica	Acuotubular Subcrítica
			Convencional (EIA)	Convencional (EIA)	Lecho fluidizado circulante (EIA)	Monoblock (EIA)	Monoblock (EIA)
Chimenea							
Altura	m		89	89	80	89	
Diámetro	m		6	6	3,7	3,7	
Comentario			Chimenea común (U1 + U2)				
Control de material particulado			Filtro de mangas	Filtro de mangas	Precipitador electrostático	Filtro de mangas	Precipitador electrostático
Proveedor			Tengy-Gutsche	Tengy-Gutsche	KC Cotrell	Tengy-Gutsche	KC Cotrell
Control de SO₂			FGD, seco	FGD, seco	FGD, humedo	FGD, seco	FGD, humedo
Proveedor			Andritz	Andritz	Mitsubishi	Andritz	Kanka
Control de NO_x			SCR		Quemadores low NO _x	SCR	SCR
Proveedor			Mal		Mitsubishi	Mitsubishi	KC Cotrell

²⁸³ Combustible Terciario: Petróleo 2 (Diésel)

Tabla 37: Vertedero de Central Guacolda

Vertedero	SEIA_RCA_res ex-191 (18-AGO-2010)
Coordenadas UTM de referencia	Zona: 19 J 279562.00 m E 6844879.00 m S
Superficie	80 ha
Cantidad de cenizas acumuladas a la fecha	1168376 m3
Capacidad disponible para almacenamiento a la fecha	12020235 m3
Comentario	Uso compartido 5 unidades
Estado	En operación



Figura 61: Ubicación Central Termoelectrica Guacolda



Figura 62: Ubicación vertedero de cenizas de Central Termoeléctrica Guacolda

10.10 Central Ventanas

Tabla 38: Central Ventanas – Ubicación y Documentos de Referencia

Complejo Termoeléctrico Ventanas	
Región	Valparaíso
Comuna	Puchuncavi
Unidades	Ventanas U1 Ventanas U2 Nueva Ventana U3 Campiche U4
Coordenadas UTM de referencia	Zona: 19 H 267349.00 m E 6373738.00 m S
RCA de referencia	SEIA_RA_res ex-90-2018 (21-MAR-2018): Módulos de desalación de agua de mar, Ventanas Nº 3 SEIA_RCA_res ex-46 (28-ENE-2008): Línea de Transmisión Ventanas-Nogales 2x220 kV SEIA_RCA_res ex-57 (12-ABR-2011): Manejo y Disposición de RISES de combustión del Complejo Termoeléctrico Ventanas SEIA_RCA_res ex-275 (26-FEB-2010): Central Termoeléctrica Campiche SEIA_RCA_res ex-307 (17-OCT-2007): Ajuste de la Disposición General de las Instalaciones de la Central Nueva Ventanas SEIA_RCA_res ex-888-01 (26-NOV-2001): Ampliación de Depósito de Cenizas de Carbón de Planta Termoeléctrica Las Ventanas SEIA_RCA_res ex-1124 (24-AGO-2006): Central Termoeléctrica Nueva Ventanas SEIA_RCA_res ex-1632 (21-NOV-2006): Cambio de Combustible de la Central Termoeléctrica Nueva Ventanas
Otros documentos de referencia	SMA Censo de Centrales Termoeléctricas 29.04.2014 SMA res ex-1250 (30-DIC-2016) Aprueba propuesta de metodología para la cuantificación de emisiones en el marco de la ley Nº20780 SMA res ex-1241 (30-DIC-2016) Aprueba propuesta de metodología para la cuantificación de emisiones en el marco de la ley Nº20780 SMA res ex-1244 (30-DIC-2016) Aprueba propuesta de metodología para la cuantificación de emisiones en el marco de la ley Nº20780

Tabla 39: Central Térmica Ventanas – Caracterización de la instalación

			Unidades			
			Ventanas U1	Ventanas U2	Nueva Ventanas	Campiche
Entrada en	Año		1964	1977	2010	2013
Operación						
Potencia (neta)	MWe		112	205	243	243
Caldera						
Proveedor			Babcock & Wilcox	Babcock & Wilcox	Ansaldo	Ansaldo
Capacidad térmico	diseño	MWt	387	647	952	941
Capacidad eléctrico (bruto)	diseño	MWe	120	218	267	267
Combustible Principal			Carbón bituminoso + Carbón sub-bituminoso	Carbón bituminoso + Carbón sub-bituminoso	Carbón bituminoso + Carbón sub-bituminoso	Carbón bituminoso + Carbón sub-bituminoso
Combustible Secundario						
Combustible Partida			Petróleo 2 (Diesel)	Petróleo 2 (Diesel)	Petróleo 2 (Diesel)	Petróleo 2 (Diesel)
Tipo de caldera			Acuotubular	Acuotubular	Acuotubular	Acuotubular
			Subcrítica	Subcrítica	Subcrítica	Subcrítica
					Lecho Fluidizado Circulante (EIA)	
Chimenea						
Altura	m		61	62	95	95
Diámetro	m		5,5	4,2	4,7	4,7
Control de material particulado						
			Filtro de mangas	Filtro de mangas	Filtro de mangas	Filtro de mangas
Proveedor			Andritz	Andritz	STX	STX
Control de SO₂						
			CDS FGD ²⁸⁴ , seco	SW FGD ²⁸⁵ , humedo	SDA FGD ²⁸⁶ , semi-seco	SDA FGD, semi-seco
Proveedor			Andritz	Alstom	STX	STX
Control de NO_x						
			Quemadores low NOx	Quemadores low NOx	Quemadores low NOx	Quemadores low NOx
Proveedor			Babcock & Wilcox	Babcock & Wilcox	Doosan	Doosan

²⁸⁴ CDS: Circulating Dry Scrubber²⁸⁵ SW FGD: Seawater flue gas desulphuration²⁸⁶ SA FGD: Spray Dry Absorber

Tabla 40: Vertedero de Central Ventanas

Vertedero	Puchuncaví
Estado	Cerrado y restaurado
Vertedero	Pangue SEIA_RCA_res ex-888-01 (26-NOV-2001)
Coordenadas UTM de referencia	19 H 274923.00 m E 6373866.00 m S
Superficie	80 ha
Cantidad de cenizas acumuladas a la fecha	1533292 m3
Capacidad disponible para almacenamiento a la fecha	1016708 m3
Comentario	Uso compartido del Complejo Ventanas
Estado	En operación

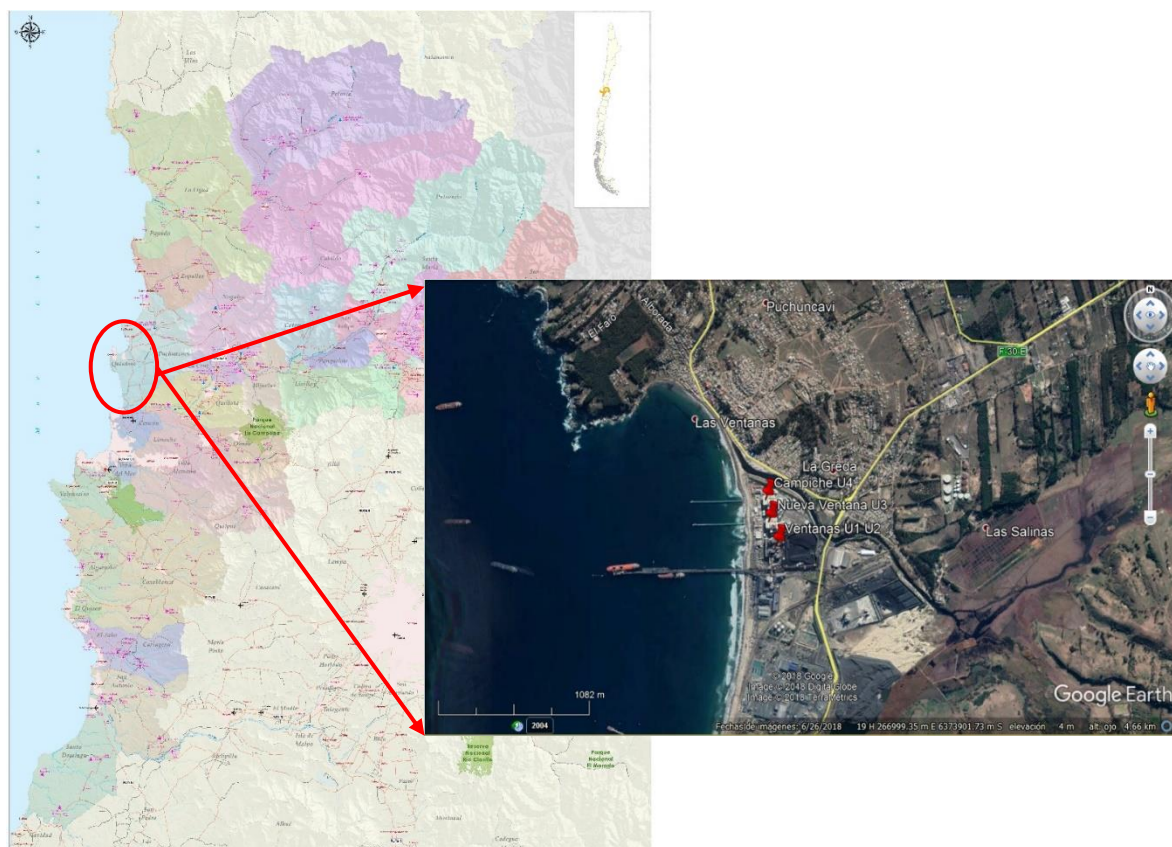


Figura 63: Ubicación de Complejo Termoeléctrico Ventanas

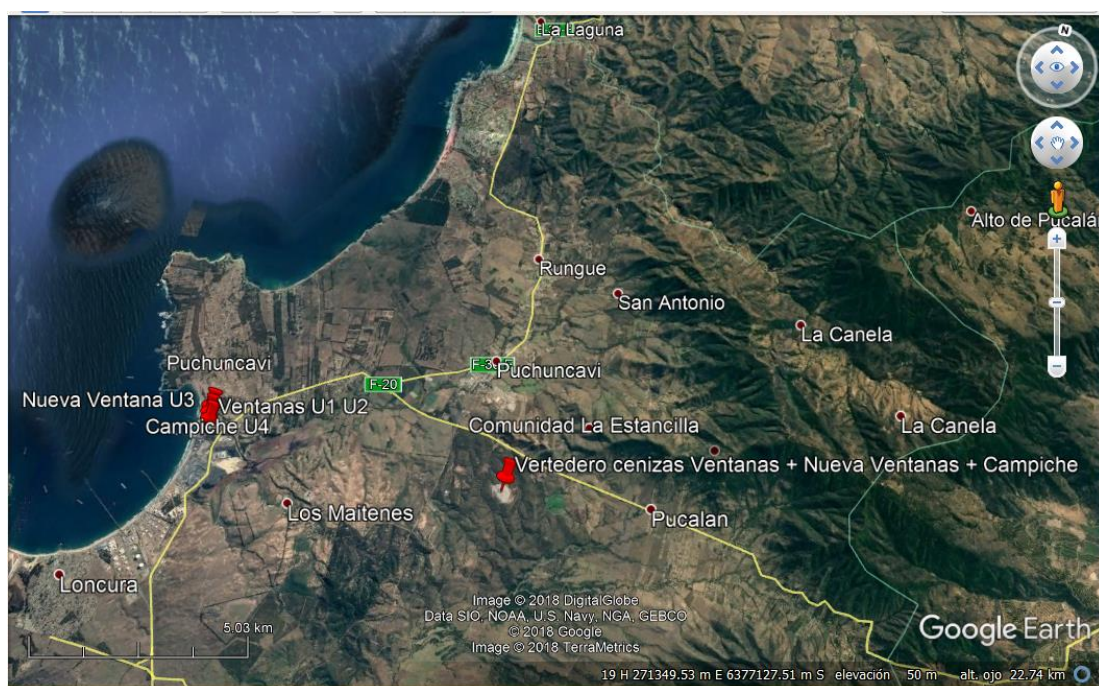


Figura 64: Ubicación vertedero de cenizas de Complejo Termoeléctrico Ventanas

10.11 Central Bocamina

Tabla 41: Central Térmica Bocamina – Ubicación y Documentos de Referencia

Central Termoeléctrica Bocamina	
Región	Biobío
Comuna	Coronel
Unidades	U1
	U2
Coordenadas UTM de referencia	Zona: 18 H
	663128.00 m E
	5901161.00 m S
RCA de referencia	SEIA_RCA_res ex-17-2010 (15-ENE-2010): Ampliación del vertedero Central Termoeléctrica Bocamina
	SEIA_RCA_res ex-59 (04-MAR-2009): Ampliación Subestación Bocamina
	SEIA_RCA_res ex-128-2015 (02-ABR-2015): Optimización Central Termoeléctrica Bocamina Segunda Unidad
	SEIA_RCA_res ex-206-2007 (02-AGO-2007): Ampliación Central Bocamina
Otros documentos de referencia	SMA Censo de Centrales Termoeléctricas 30.04.2014
	SMA res ex-1259 (30-DIC-2016) Aprueba propuesta de metodología para la cuantificación de emisiones en el marco de la ley N°20780

Tabla 42: Central Térmica Bocamina – Caracterización de la instalación

		Unidades	
		U1	U2
Entrada en Operación	Año	1970	2012
Potencia (neta)	MWe	120	322
Caldera			
Proveedor		Franco Tosi	GE
Capacidad diseño térmico	MWt	312	745
Capacidad diseño eléctrico (bruto)	MWe	128	350
Combustible Principal		Carbón bituminoso	Carbón bituminoso
Combustible Secundario			
Combustible Partida		Petróleo 5	Petróleo 2 (Diésel)
Tipo de caldera		Acuotubular	Acuotubular
		Subcrítica	Subcrítica
Chimenea			
Altura	m	65	100
Diámetro	m	4,1	5,6
Comentario			
Control de material particulado		Filtro de mangas	Filtro de mangas
Proveedor		Alstoms	Slavex
Control de SO₂		FGD	FGD
Proveedor			Idreco
Control de NO_x			
Proveedor			

Tabla 43: Vertedero de Central Térmica Bocamina

Vertedero Bocamina	SEIA_RCA_res ex-17-2010 (15-ENE-2010)
Coordenadas UTM de referencia	Zona: 18 H 662476.00 m E 5901880.00 m S
Superficie	5,32 ha
Cantidad de cenizas acumuladas a la fecha	389.000 m ³
Capacidad disponible para almacenamiento a la fecha	403.000 m ³
Comentario	Uso compartido Bocamina I y II
Estado	En operación

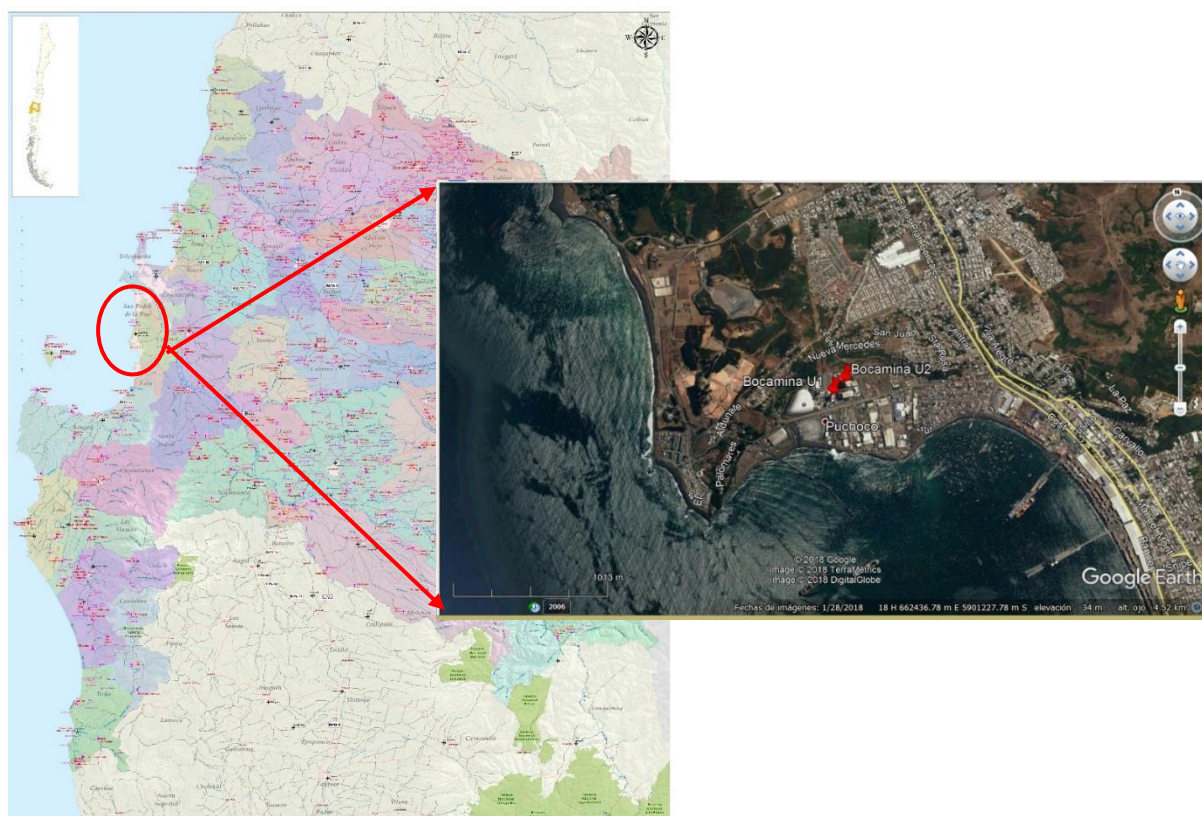


Figura 65: Ubicación Central Termoeléctrica Bocamina

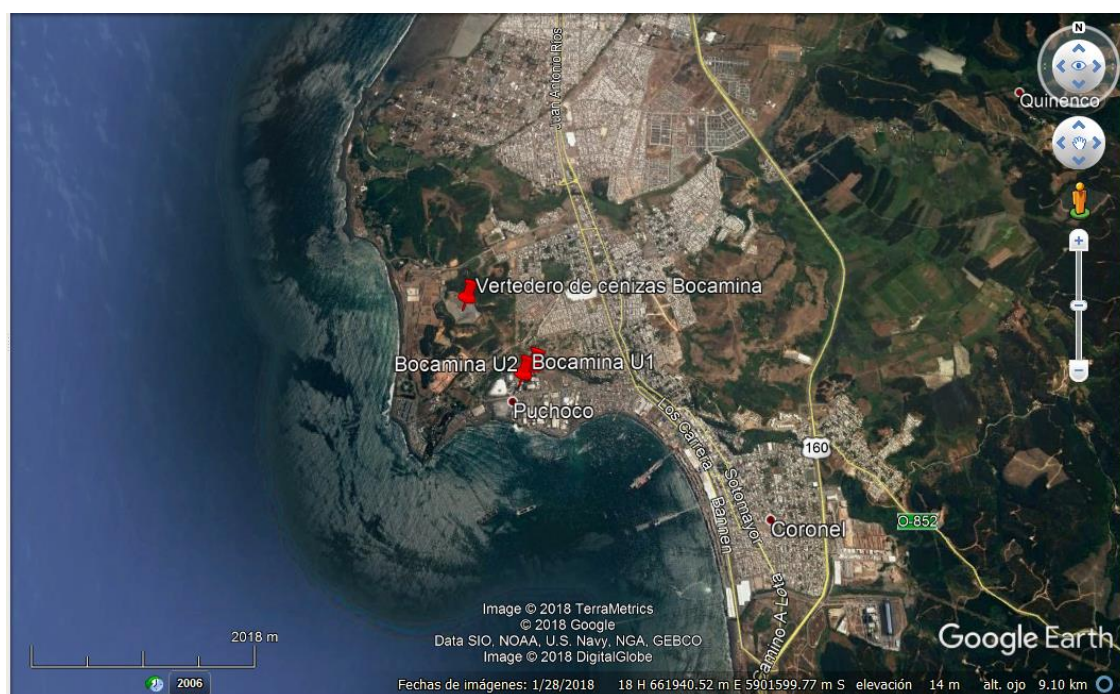


Figura 66: Ubicación vertedero de cenizas de Central Termoeléctrica Bocamina

10.12 Central Santa María

Tabla 44: Central Térmica Santa María – Ubicación y Documentos de Referencia

Complejo Termoeléctrico Santa María	
Región	Biobío
Comuna	Coronel
Unidades	U1
Coordenadas UTM (Google Earth)	Zona: 18 H 666247.00 m E 5898835.00 m S
RCA de referencia	SEIA_RCA_res ex-53 (26-FEB-2009) Línea de Alta Tensión Coronel-Charrúa 2x220 kV SEIA_RCA_res ex-162 (25-AGO-2010): Sistema de Manejo de Cenizas para Complejo Termoeléctrico Santa María de Coronel
	SEIA_RCA_res ex-176-2007 (12-JUL-2007): Complejo Termoeléctrico Coronel
Otros documentos de referencia	SMA Censo de Centrales Termoeléctricas 26.03.2014
	SMA res ex-1255 (30-DIC-2016) Aprueba propuesta de metodología para la cuantificación de emisiones en el marco de la ley N°20780

Tabla 45: Central Térmica Santa María – Caracterización de la instalación

		Unidades
		U1
Entrada en Operación	Año	2012
Potencia (neta)	MWe	350
Caldera		
Proveedor		SES Timace
Capacidad diseño térmico	MWt	927
Capacidad diseño eléctrico (bruto)	MWe	370
Combustible Principal		Carbón bituminoso
Combustible Secundario		
Combustible Partida		Petróleo 2 (Diesel)
Tipo de caldera		Acuotubular
		Subcrítica
Chimenea		
Altura	m	130
Diámetro	m	5,3
Control de material particulado		Precipitador electrostático
Proveedor		Zhejiang Feida Environmental Science
Control de SO₂		
Proveedor		
Control de NO_x		Quemadores low NOX
Proveedor		SES Timace

Tabla 46: Vertedero de Central Santa María

Vertedero Santa Maria	SEIA_RCA_res ex-162 (25-AGO-2010)
Coordenadas UTM de referencia	Zona: 18 H 669095.00 m E 5896765.00 m S
Superficie	60 ha
Cantidad de cenizas acumuladas a la fecha	270.400 m ³
Capacidad disponible para almacenamiento a la fecha	1.181.000 m ³
Estado	En operación

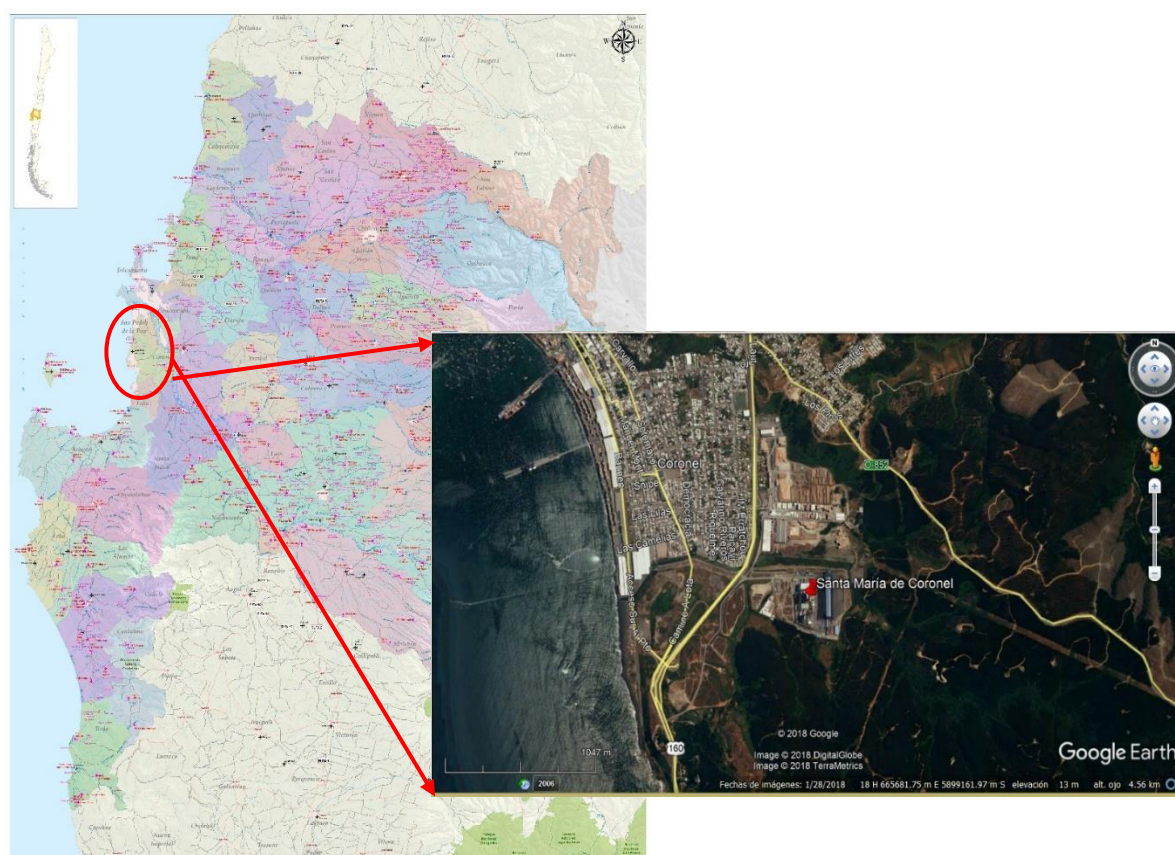


Figura 67: Ubicación Complejo Termoeléctrico Santa María

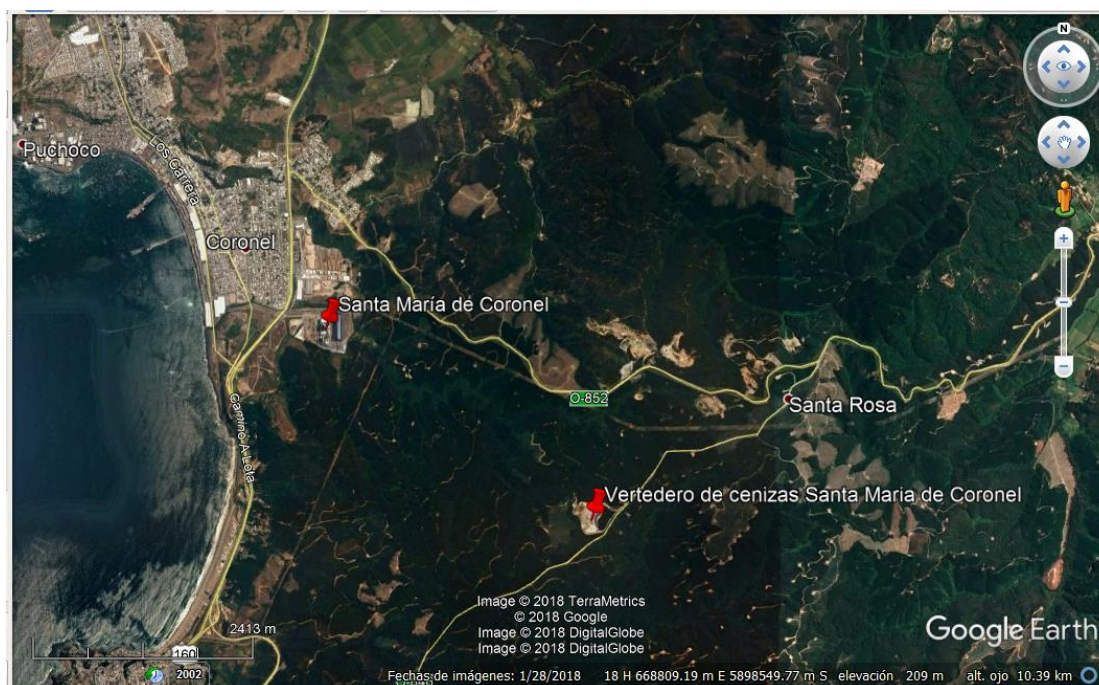


Figura 68: Ubicación vertedero de cenizas del Complejo Termoeléctrico Santa María

11 ANEXO II – PLANES DE ABANDONO DE UNIDADES DE GENERACIÓN A CARBÓN EN CHILE

Tabla 47: Aspectos definidos en la RCA respecto al Cierre de los Proyectos

Central	Unidad	Inicio operación	Descripción de la Etapa de Cierre según RCA original del proyecto
Tarapacá	CTTAR	1999	SEIA_RCA_res ex-806-1432 (16-DIC-1996), DIA, Capítulo 3, Punto 3.2.2.4: 3.2.2.4 Descripción de la Etapa de Abandono El objetivo principal del Proyecto es satisfacer los requerimientos de energía del proyecto minero CMDIC, sin embargo, al concluir la vida útil del Proyecto de CELTA S.A. es probable que exista un cambio tecnológico (ej: central de ciclo combinado que use gas natural como combustible) o bien, al estar conectado con el SING, abastecer de energía a la provincia de Iquique, por lo que no se considera una etapa de abandono sino un cambio de tecnología o de función. Las líneas de transmisión tienen una vida útil superior a 50 años y de no cambiar drásticamente las tecnologías de transmisión de electricidad no se considera su reemplazo. El vertedero de cenizas y escorias será convertido a terreno urbanizable, por paños, a medida que estos se vayan completando con los depósitos de cenizas y escorias.
Tocopilla	U12	1983	Sin RCA.
	U13	1985	Sin RCA.
	U14	1987	Sin RCA.
	U15	1989	Sin RCA.
Nueva Tocopilla	NT01	1995	SEIA_RCA_res ex-485 (16-SEP-1994), EIA, Punto 2.6: 2.6 <u>Plan de Abandono</u> A la fecha, no se contempla el abandono de las instalaciones de la Central Nueva Tocopilla. Oportunamente, Norgener S.A. desarrollará un Plan de Abandono de la Central.
	NT02	1997	SEIA_RCA_res ex-45 (07-FEB-1997), EIA, Punto 2.6: 2.6 <u>Plan de Abandono</u> A la fecha, no se contempla el abandono de las instalaciones de la Central Nueva Tocopilla. Oportunamente, Norgener S.A. desarrollará un Plan de Abandono de la Central.
Cochrane	CCR1	2016	SEIA_RCA_res ex-305-2009 (02-SEP-2009), Punto 7.1.2.3:
	CCR2	2016	

			7.1.2.3. Etapa de Abandono No se contemplará una etapa de abandono para el proyecto, siendo posible reemplazar los equipos que han cumplido su vida útil o bien efectuar un reacondicionamiento de las instalaciones y/o mejoramiento tecnológico. Sin embargo, en el caso que se requiera abandonar el proyecto se realizará lo siguiente: • Respecto de las instalaciones terrestres se contemplará la demolición de las estructuras en superficie. Se dejarán las fundaciones enterradas y tapadas con material del entorno de manera de mitigar el impacto visual. • En relación a las estructuras marinas, se contemplará el retiro de la tubería y los pilotes. En el caso del emisario, se retirará la tubería y los lastres.
Angamos	ANG1	2011	SEIA_RCA_res ex-290-2007 (07-SEP-2007), Punto 5.2.3: 5.2.3. Etapa de Abandono No se contempla una etapa de abandono para la Central Termoeléctrica Angamos, siendo posible reemplazar los equipos que han cumplido su vida útil o bien efectuar un reacondicionamiento de las instalaciones y/o mejoramiento tecnológico. En caso teórico que se requiera el desmantelamiento de ciertos equipos y estructuras, se prevé que todo el acero sería reciclado para producir más acero o para usarlos en procesos que necesitan chatarra. Las obras civiles pueden ser demolidas en su totalidad o parcialmente (por ejemplo dejando en su lugar fundaciones profundas), restaurando las condiciones del terreno original mediante el uso de carpetas de suelo. El resto de materiales, equipos y maquinaria, sería reciclado o bien dispuesto en sitios autorizados para ello. En relación al Depósito de Cenizas, éste está diseñado para una vida útil de, al menos, 20 años. En la etapa final, este sitio estará compuesto por seis bancos de 10 m de altura, con un último banco de 5 m de altura, totalizando 65 m medidos con respecto a la parte más baja del terreno. Para el saneamiento superficial del Depósito se considera el recubrimiento con un relleno de tierra de 0,3 m, como mínimo, de espesor en toda la superficie que finalmente quedará expuesta a la acción del clima. Este mismo procedimiento se llevará a cabo en el evento que el Depósito dejara de operar durante un tiempo prolongado, ello con el objetivo de evitar el secado superficial de las cenizas y la resuspensión de ellas producto del viento. Esta acción cumple la función de restituir el área intervenida a su condición natural. Además de señala que el proceso de abandono incluye el desarme de la totalidad de las instalaciones marítimas.
	ANG2	2011	
Mejillones	CTM1	1996	SEIA_RCA_res ex-164 (26-ABR-1995): La RCA no especifica Plan de Abandono. No se dispone de la EIA para su revisión.
	CTM2	1998	SEIA_RCA_res ex-13 (07-AGO-1997): La RCA no especifica Plan de Abandono. La EIA no desarrolla Plan de Abandono.
Andina	CTA	2011	SEIA_RCA_res ex-145-2007 (16-MAY-2007), Punto 4.5: 4.5. Etapa de abandono El titular ha indicado que si abandona el proyecto, es ocurrirá a los 50 ó 75 años desde la puesta en servicio. La etapa de abandono comienza con desmantelamiento y reciclado de los equipos y estructuras. Todo el acero es reciclable, y sir
	CTH	2011	

			para producir más acero o para usarlos en procesos que necesitan chatarra. Igual cosa con los aceites y lubricantes de equipos, ya sea para producir otros compuestos o como eventual combustible en tecnologías limpias. El cobre o aluminio de cables y conductores también son reciclables, así como aluminio de recubrimientos y forros. Los plásticos deberán ser dispuestos en lugares especialmente diseñados para su destino final, y algunos, dependiendo de la segregación que se realice, podrán ser reciclados. Estanques de diverso tipo pueden ser utilizados en otras instalaciones que requieran almacenamiento o reducidos a chatarra, al igual que las tuberías de acero. Todos los vidrios pueden ser reciclados en las fábricas de vidrio. Aislantes minerales deberán ser dispuestos en vertederos industriales o eventualmente ser reciclados. Los escombros, y materiales no reciclables, serán transportados a un lugar autorizado de disposición final, por medio de un contratista que disponga de todos los permisos requeridos para esta actividad, de acuerdo a la naturaleza del desecho (plásticos, aceites, metales, etc.) En cualquier caso, y de acuerdo a lo establecido en la legislación vigente, cualquier modificación será analizada a la luz de la necesidad de su ingreso al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental. Los residuos, escombros y materiales no reciclables, serán transportados a un lugar autorizado de disposición final, por medio de un contratista que disponga de todos los permisos requeridos para esta actividad, de acuerdo a la naturaleza del desecho (plásticos, aceites, metales, etc.) En relación con el abandono de la infraestructura marina que se emplaza en terrenos de playa, playa y mar, las estructuras serán retiradas, incluyendo el flexible de petróleo, la cañería de petróleo y las tuberías de agua de mar. Todos ellos serán dispuestos en instalaciones autorizadas dependiendo de los niveles de peligrosidad de cada uno. El titular entregará, un año antes de la etapa de cierre de su proyecto, el detalle del Plan de abandono y/o cierre de todas sus instalaciones, indicando las cantidades de material a remover, reciclar, depositar, etc., así como de los usos y/o lugares en que se dispondrán éstas.
IEM	U4	2018 ²⁸⁷	SEIA_RCA_res ex-94-2010 (24-MAR-2010), Punto 2.2.3: 7.1.2.4. Etapa de cierre Durante la etapa de abandono del proyecto se contemplará la ejecución de distintas actividades, cumpliendo con las normativas vigentes al momento de realizar el cierre, según se presenta a continuación: La etapa de cierre y abandono, considerará las siguientes actividades: • Aviso a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (2 años de anticipación) • Solicitud de permisos (si procede) 

²⁸⁷ Aún no en operación comercial, al 24 de septiembre de 2018.

			• Detención de equipos y retiro (si corresponde) de aceites, fluidos, residuos en general y disposición de éstos en depósito de residuos (peligrosos o no peligrosos), según sea el caso. • Limpieza de tuberías, cañerías de estanques y disposición de residuos obtenidos en depósito de residuos (peligrosos o no peligrosos), según sea el caso. • Retiro de todos los equipos que puedan ser reutilizables, incluyendo, si corresponde, su desmontaje y embalado. • Retiro de equipos o partes de ellos que no son reutilizables, para su bodegaje, venta como chatarra o disposición en depósito de residuos (peligrosos o no peligrosos), según sea el caso. • Desmontaje de estructuras metálicas y similares • Demolición de fundaciones por sobre nivel del suelo • Limpieza general del área Se estima que el cierre puede durar un plazo de hasta 36 meses calendario, siempre que las actividades se realicen secuencialmente. Para mayores detalles ver numeral 1.9 del Capítulo 1 del EIA.
Guacolda	U1	1995	SEIA_RCA_res ex-4 (24-MAY-1995), EIA, Capítulo 3, Punto 3.5:
	U2	1996	Nota: No se especifica Plan para Etapa de Abandono para la Unidad Base de Generación. Solo se especifica para el vertedero de cenizas. 3.5 PLAN DE CIERRE/ ABANDONO Debido a que la construcción del vertedero es por etapas, el plan de cierre y abandono es continuo en el tiempo. En todo caso, siguiendo las indicaciones señaladas anteriormente, una vez completa la capacidad del vertedero se obtendrá un depósito cubierta tendrá las siguientes características: • Permeabilidad del orden de 1×10^{-5} cm/s. • No requerirá mantenimiento o a lo más éste será mínimo. • Será resistente a la erosión y, en general, capaz de mantener su integridad. • Estará adaptado a la topografía del lugar. • Los taludes de las superficies verticales tendrán una pendiente no mayor a 1:3 (V:H). Tal recomendación es sólo aplicable en el caso que la cota del vertedero esté por sobre el nivel del suelo de la cota de sus alrededores. • Los taludes de la superficie superior del vertedero tendrán cierta pendiente para facilitar el escurrimiento de las aguas lluvias. Generalmente esta pendiente fluctúa entre 3 y 5%. La única actividad que será necesario realizar al completar la capacidad del vertedero será retirar las instalaciones menores indicadas en el punto 3.3.
	U3	2009	SEIA_RCA_res ex-56 (13-ABR-2006), Punto 4.3.4:

		4.3.4 Descripción Etapa de Abandono La etapa de abandono de una central termoeléctrica es indefinida en el tiempo, dado que siempre es posible reemplazar los equipos que han cumplido su vida útil o, si así lo amerita, efectuar una instalación nueva sobre el terreno existente. Si existiese la necesidad de una etapa de abandono, ésta ocurrirá a los 50 ó 75 años desde la puesta en servicio. En caso de modificación y cambio de equipos, el titular dará fiel cumplimiento a la normativa vigente, sometiéndose al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, si dichas modificaciones son de consideración. En caso de abandono, comienza con el desmantelamiento y reciclado de los equipos y estructuras. Comprende además reciclado de aceites y lubricantes de equipos, cobre o aluminio de cables y conductores, aluminio de recubrimientos y forros. Plásticos deberán ser dispuestos en lugares especialmente diseñados para su destino final, algunos podrán ser reciclados. Estanques de diverso tipo pueden ser utilizados en otras instalaciones que requieran almacenamiento o reducidos a chatarra, al igual que las tuberías de acero. Todos los vidrios pueden ser reciclados en las fábricas de vidrio. Aislantes minerales deberán ser dispuestos en vertederos industriales o eventualmente ser reciclados. Las obras civiles pueden ser demolidas en su totalidad o parcialmente (por ejemplo dejando en su lugar fundaciones profundas), restaurando las condiciones del terreno original mediante el uso de carpetas de suelo y plantación de vegetación adecuada para el entorno, buscando evitar la regularidad, simetría, ángulos bruscos, cambios bruscos de pendiente, etc., previa limpieza del suelo en los lugares donde sea necesario. No obstante lo anterior, el Titular deberá presentar, con a lo menos un año de anticipación al cierre del proyecto, un plan de cierre que considere la estabilidad física y química de las instalaciones y, al menos, la restitución del lugar a su estado original.
U4	2010	SEIA_RCA_res ex-236 (16-OCT-2007), Punto 3.9: 3.9. DESCRIPCIÓN DE LA ETAPA DE ABANDONO DEL PROYECTO La etapa de abandono de una central termoeléctrica es indefinida en el tiempo, dado que siempre es posible reemplazar los equipos que han cumplido su vida útil o, si así lo amerita, efectuar una instalación nueva sobre el terreno existente. Si existiese la necesidad de una etapa de abandono, ésta ocurrirá, en la condición más temprana, a 50 años desde la puesta en servicio. La etapa de abandono comienza con el desmantelamiento y reciclado de los equipos y estructuras. Todo el acero se puede reciclar para producir más acero o para usarlos en procesos que necesitan chatarra. Los aceites y lubricantes de equipos también pueden ser reciclados, ya sea para producir otros compuestos o como eventual combustible en tecnologías limpias. El cobre o aluminio de cables y conductores también puede ser reciclado, así como aluminio de recubrimientos y forros. Plásticos deberán ser dispuestos en lugares especialmente diseñados para su destino final, algunos podrán ser reciclados. Estanques de diverso tipo pueden ser utilizados en otras instalaciones que requieran almacenamiento o reducidos a chatarra, al igual que las tuberías de acero. Todos los vidrios pueden ser reciclados en las fábricas de vidrio. Aislantes minerales deberán ser dispuestos en vertederos industriales o eventualmente ser reciclados. Las obras civiles pueden ser demolidas en su totalidad o parcialmente (por ejemplo, dejando en su lugar fundaciones profundas), restaurando las condiciones del terreno original mediante el uso de carpetas de suelo y plantación de vegetación adecuada para el entorno, buscando evitar la regularidad, simetría, ángulos bruscos, cambios bruscos de pendiente, etc., previa limpieza del suelo en los lugares donde sea necesario.

	U5	2015	SEIA_RCA_res ex-191 (18-AGO-2010), Punto 8: 8. Descripción de la Etapa de Abandono del Proyecto Si existiese la necesidad de una etapa de abandono, ésta ocurrirá, en la condición más temprana, a 50 años desde la puesta en servicio. La etapa de abandono comienza con el desmantelamiento y reciclado de los equipos y estructuras. Las obras civiles pueden ser demolidas en su totalidad o parcialmente (por ejemplo dejando en su lugar fundaciones profundas), restaurando las condiciones del terreno original mediante el uso de carpetas de suelo y plantación de vegetación adecuada para el entorno, buscando evitar la regularidad, simetría, ángulos bruscos, cambios bruscos de pendiente, etc., previa limpieza del suelo en los lugares donde sea necesario. Respecto del vertedero de cenizas, debido a que su construcción y operación es por etapas, el plan de cierre y abandono es continuo en el tiempo. Sin embargo, se debe señalar que una vez completa su capacidad y de acuerdo a las condiciones de diseño se tendrá una cubierta sobre el depósito que contará con baja permeabilidad (del orden de 10-5 cm/s), no requerirá de mantenimiento, será resistente a la erosión (y en general capaz de mantener su integridad), estará adaptado a la topografía del lugar, cuando la cota del depósito esté por sobre el nivel del suelo los taludes de las superficies verticales tendrán una pendiente no mayor a 1:3 (V:H) y los taludes de la superficie superior del depósito tendrán la pendiente requerida (entre 3 y 5%) para facilitar el escurrimiento de las aguas lluvias. La única actividad necesaria al completar la capacidad del depósito será retirar las obras anexas asociadas al funcionamiento del depósito como son las instalaciones sanitarias, bodegas y caseta del cuidador.
Ventanas	U1	1964	Sin RCA.
	U2	1977	Sin RCA.
Nueva Ventanas	Nueva Ventanas	2010	SEIA_RCA_res ex-1124 (24-AGO-2006), Punto 4.5: 4.5 ETAPA DE ABANDONO Los equipos de la nueva Central serán sometidos a mantenimiento y por tanto se mantendrán en buenas condiciones de operación. La vida útil se estima en 30 años y al final de éstos, si se ha producido un cambio tecnológico importante, los equipos se desmontarán para ceder espacio a equipos de nueva tecnología. Si por el contrario este salto tecnológico no ha sido importante, los equipos se reacondicionarán y modernizarán. En caso de abandono de las instalaciones, el Plan de Cierre a implementar contemplará las siguientes actividades (Numeral 1.6, Adenda 2): • Desmantelamiento y reciclado de los equipos y estructuras. • Demolición total o parcial de las obras civiles (por ejemplo dejando en su lugar fundaciones profundas). Los residuos serán dispuestos en lugares autorizados. • Retiro el emisario submarino y restauración del borde costero a su situación ambiental del terreno original. • Limpieza y restauración del suelo en los lugares donde sea necesario, mediante el uso de carpetas de suelo y plantación de vegetación adecuada para el entorno, buscando evitar la regularidad, simetría, ángulos bruscos, cambios bruscos de pendiente, etc. Si se optara por la modernización de las instalaciones, la modificación correspondiente se someterá al Sistema de Evaluación Ambiental en virtud de lo establecido en la LGBMA N° 19.300 y el Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (DS N° 30/97 y DS 95/02) si así lo requiriese. Esta Comisión estima necesario establecer en la Resolución de Calificación Ambiental (RCA), que “en caso de producirse el abandono de las instalaciones, el Titular deberá presentar un Plan de Abandono a la COREMA Vª Región para su aprobación, como mínimo seis meses antes del abandono del proyecto.” Dicho Plan deberá especificar el destino de las instalaciones e insumos excedentes, e identificará los residuos que se generarán, su manejo, tratamiento y disposición final, entre otros temas ambientales que correspondiesen en ese momento.
Campiche	Campiche	2013	SEIA_RCA_res ex-275 (26-FEB-2010), Punto 4.5:

			4.5 ETAPA DE ABANDONO Los equipos de la Central serán sometidos a un buen proceso de mantenimiento y por lo tanto, se mantendrán en buenas condiciones de operación. La vida útil se estima en 30 años. Previo a culminar este período, se analizará la condición general de la Central, el estado del arte de la generación eléctrica en el momento y las condiciones del medio ambiente que rodea la planta, de modo de decidir si ésta se moderniza o se desmantela. Si se hubiere producido un cambio tecnológico importante, los equipos se desmontarán para ceder espacio a equipos de nueva tecnología; si por el contrario ello no hubiera sido importante, los equipos se reacondicionarán y modernizarán. No obstante lo anterior, previo al cierre de la obra, y seis meses antes de ello, el Titular deberá presentar el Plan de Abandono definitivo a la COREMA V Región para su aprobación. Éste especificará el destino de las instalaciones e insumos excedentes, e identificará los residuos que se generarán, su manejo y disposición final, entre otros temas ambientales que correspondiesen en ese momento.
Bocamina	U1	1970	Sin RCA.
	U2	2012	SEIA_RCA_res ex-206-2007 (02-AGO-2007): Actividades en la etapa de abandono Normalmente se considera que una planta termoeléctrica culmina su vida útil a los 30 años aproximadamente. A esta altura se analiza la condición general de la Central, el estado del arte de la generación eléctrica en el momento y las condiciones del medio ambiente que rodea la planta. Este análisis puede llevar a las siguientes decisiones sobre el futuro de la Segunda Unidad: - Modernización de la Central En el caso que la condición general de la planta sea aceptable, se podrá someter a un mantenimiento general, el cual permitiría alargar su vida útil, o incluso se podría adaptar la Segunda Unidad a una nueva tecnología más eficiente y más limpia. Si se optara por la modernización de las instalaciones, la modificación correspondiente se someterá al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, en virtud de lo establecido en la Ley N° 19.300 y el Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental. - Abandono o desmantelamiento de las instalaciones Si el costo de mantener o actualizar la planta fuese excesivo, se tomará la decisión de abandonar o desmantelar la instalación. Para esto se analizarán las características de la construcción y los equipos, determinándose aquellos susceptibles de ser reutilizados en otras faenas o procesos de la empresa,

			vendibles como excedentes industriales, reciclables por parte de empresas especializadas y aquellos desechos destinados a vertedero. A continuación se describen las actividades asociadas al abandono o desmantelamiento de las instalaciones: • Contratación de personal temporal La contratación de la mano de obra se estimará en el momento que se programe con mayor detalle la etapa de abandono. • Instalación de faenas El contratista encargado del cierre de las instalaciones utilizará los terrenos de la Central y se apoyará en las instalaciones existentes (ejemplo: agua potable, electricidad) para su instalación de faenas. Esta instalación será retirada una vez que se finalice el cierre y clausura de las instalaciones. • Cierre y clausura de las instalaciones Para el cierre y clausura de las instalaciones se procederá de la siguiente manera: • Se retirará todo el mobiliario y equipos de oficinas, talleres y comedores existentes. Todas las construcciones que sea factibles de desmontar serán desmanteladas, especialmente las que sean prefabricadas; • Todos los estanques que contengan aceites, lubricantes, combustibles, etc. así como también las baterías de la sala de máquinas, serán vaciados y sus contenidos vendidos para su utilización por terceros. Los materiales para los cuales no se encuentre interesados, serán dispuestos con empresas autorizadas por la SEREMI de Salud; • Los desechos destinados a vertedero serán tratados según los procedimientos de manejo y destino final aplicables según las normativas y leyes vigentes al momento de la operación. Demolición total o parcial de las obras civiles (por ejemplo dejando en el lugar actual fundaciones profundas). Los residuos serán dispuestos en lugares autorizados para estos efectos; • Se efectuará limpieza y restauración del suelo en los lugares donde sea necesario, mediante el uso de carpetas de suelo y plantación de vegetación adecuada para el entorno, buscando evitar la regularidad, simetría, cambios bruscos de pendiente, etc.; y • Se clausurarán todos los accesos a los edificios y se cercarán todos los recintos a fin de impedir el acceso a ellos hasta que se decida otro destino para los terrenos.
Santa María de Coronel	U1	2012	SEIA_RCA_res ex-176-2007 (12-JUL-2007), Punto 3.7:

			3.7 Descripción de la Etapa de Abandono Se ha considerado para el proyecto una vida útil de 30 años tomando en consideración los equipos principales. Al término de la vida útil, el Proyecto será desmantelado y sus equipos e instalaciones negociadas en el mercado. Otra posibilidad es que los equipos sean reacondicionados y modernizados o bien se desmontaren para ceder el espacio a equipos de nueva tecnología. Cualquiera sea la situación, la decisión será tomada oportunamente e informada a las autoridades y se dará cumplimiento a la normativa vigente a la fecha. De la misma forma se actuará en caso de término de operación por fuerza mayor. Todas las acciones que se llevarán a efecto al término de la etapa de operación estarán encaminadas a despejar el terreno, clasificación de materiales utilizados, reutilización y desechos industriales. Los materiales reaprovechables, previa clasificación, serán ingresados al almacén o bodega. Estos serán: maderas, cajas, tuberías, cañerías, tarros de pinturas, aislamiento térmico, vigas, fierro estructural y otros menores (pernos, tuercas, empaquetaduras, etc.). Los no reaprovechables, previa clasificación, serán enajenados. Estos son despuntes de acero, de planchas, tuberías, maderas, cartones, cajas, etc. Serán enviados a relleno sanitario autorizado los restos de papeles, cartones, maderas y otros. En el caso de abandonar la central, se deberá presentar a la COREMA Región del Biobío un completo plan de cierre, el que debe ser visado por esta Comisión para proceder en forma programada, expedita, efectiva y con el apego irrestricto a toda la normativa vigente aplicable.
--	--	--	--