



Estudio de análisis de dos opciones tecnológicas de reconversión de las termoeléctricas y su integración al Sistema Eléctrico Nacional

28 de septiembre de 2021

Edición:

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Friedrich-Ebert-Allee 40
53113 Bonn • Alemania

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5
65760 Eschborn • Alemania

Nombre del proyecto:

Descarbonización del Sector Energía en Chile

Marchant Pereira 150
7500654 Providencia
Santiago • Chile
T +56 22 30 68 600
I www.giz.de

Responsable:

Rainer Schröer

En coordinación:

Ministerio de Energía de Chile
Alameda 1449, Pisos 13 y 14, Edificio Santiago Downtown II
Santiago de Chile
T +56 22 367 3000
I www.energia.gob.cl

Registro de Propiedad Intelectual Inscripción: ISBN: 978-956-8066-38-3. Primera edición digital: septiembre 2021

Cita:

Título: Estudio de análisis de dos opciones tecnológicas de reconversión de las termoeléctricas y su integración al Sistema Eléctrico Nacional
Autor(es): GIZ, Ministerio de Energía, Inodú
Revisión y modificación: GIZ, Inodú
Edición: GIZ
Santiago de Chile, 2021.
117 páginas
Energía – Termoeléctricas – Descarbonización – Condensadores Síncronos – Hidrógeno verde

inodú
energy & sustainability

Aclaración:

Esta publicación ha sido preparada por encargo del proyecto "Descarbonización del Sector Energía en Chile" implementado por el Ministerio de Energía y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en el marco de la cooperación intergubernamental entre Chile y Alemania. El proyecto se financia a través de la Iniciativa internacional sobre el clima (IKI) del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear de Alemania - BMU. Sin perjuicio de ello, las conclusiones y opiniones de los autores no necesariamente reflejan la posición del Gobierno de Chile o de GIZ. Además, cualquier referencia a una empresa, producto, marca, fabricante u otro similar en ningún caso constituye una recomendación por parte del Gobierno de Chile o de GIZ.

Santiago de Chile, 28 de septiembre de 2021

[PAGINA DEJADA EN BLANCO]

ÍNDICE DEL INFORME

Resumen	13
1 Introducción	21
2 Definiciones y alternativas a evaluar	23
2.1 Hidrógeno verde (Power – to – Hydrogen)	23
2.2 Combustibles verdes (Hydrogen – to – X)	24
2.3 Características diferenciadoras de la combustión del H ₂ y el NH ₃	26
2.4 Rutas de reconversión analizadas	28
2.4.1 Centrales termoeléctricas a carbón	28
2.4.2 Centrales termoeléctricas a gas	30
2.5 Definición de bordes del sistema	30
3 Condensadores síncronos	33
3.1 Consideraciones generales	33
3.2 Proceso de reconversión y potencial de reutilización	35
3.2.1 Estudio de factibilidad técnica	37
3.2.2 Trabajo mecánico en la turbina y el generador	37
3.2.3 Trabajo eléctrico en el generador y los sistemas auxiliares	38
3.3 Experiencias en el extranjero	38
3.3.1 Dinamarca	40
3.3.2 Estados Unidos	41
3.4 Análisis de costos	43
3.5 Aspectos asociados a la localización y pertinencia ambiental	43
4 Tecnologías de reconversión de centrales termoeléctricas a carbón mediante el uso de combustibles verdes	44
4.1 Quema de combustible verde en caldera	44
4.1.1 Consideraciones generales	45
4.1.2 Proceso de reconversión y potencial de reutilización	47
4.1.3 Experiencia en el extranjero relativa a NH ₃	49
4.1.4 Análisis de costos	50
4.1.5 Aspectos asociados a la localización y pertinencia ambiental	51
4.2 Instalación de turbina de gas/H ₂ en reemplazo del conjunto caldera/turbina de vapor	52

4.2.1	Consideraciones generales.....	52
4.2.2	Infraestructura necesaria y potencial de reutilización.....	52
4.2.3	Experiencias en el extranjero	53
4.2.4	Análisis de costos	55
4.2.5	Aspectos asociados a la localización y pertinencia ambiental	56
4.2.6	Recursos técnicos que se ponen a disposición del sistema eléctrico	57
4.3	Instalación de motores a hidrógeno en reemplazo de la caldera y la turbina de vapor	57
4.3.1	Consideraciones generales.....	57
4.3.2	Infraestructura necesaria y potencial de reutilización.....	58
4.3.3	Experiencias en el extranjero	59
4.3.4	Análisis de costos	60
4.3.5	Aspectos asociados a la localización y pertinencia ambiental	60
4.3.6	Recursos técnicos que se ponen a disposición del sistema eléctrico	61
4.4	Instalación de celdas de combustible en reemplazo de la caldera, turbina de vapor y generador	62
4.4.1	Consideraciones generales.....	62
4.4.2	Infraestructura necesaria y potencial de reutilización.....	63
4.4.3	Experiencias en el extranjero	64
4.4.4	Análisis de costos	65
4.4.5	Aspectos asociados a la localización y pertinencia ambiental	66
4.4.6	Recursos técnicos que se ponen a disposición del sistema eléctrico	67
5	Tecnologías de reconversión de centrales termoeléctricas a gas mediante el uso de hidrógeno verde	68
5.1	Combustión de hidrógeno en turbinas a gas natural	68
5.1.1	Consideraciones generales.....	68
5.1.2	Infraestructura necesaria y potencial de reutilización.....	70
5.1.3	Experiencias en el extranjero	73
5.1.4	Análisis de costos	77
5.1.5	Aspectos asociados a la localización y pertinencia ambiental	77
5.1.6	Recursos técnicos que se ponen a disposición del sistema eléctrico	78
6	Análisis de la reconversión de centrales termoeléctricas en el SEN.....	80
6.1	Benchmark de centrales termoeléctricas a carbón y a gas	80

6.2	Criterios de selección utilizados para definir las 4 centrales a ser estudiadas.....	84
6.3	Determinación de las centrales susceptibles a ser reconvertidas a alguna de las tecnologías previamente analizadas	86
7	Análisis técnico – económico de la reconversión de las centrales seleccionadas	88
7.1	Caso 1: Reconversión de CCR 1 y CCR 2 a tecnologías de generación eléctrica con H ₂ verde ..	88
7.2	Caso 2: Reconversión de CTM1 y CTM2 a tecnologías de generación eléctrica con H ₂ verde..	91
7.3	Caso 3: CTM3 a co-combustión de GN – H ₂ y transición a 100% de H ₂	93
7.4	Caso 4: NTO1 y NTO2 a condensadores síncronos.....	94
8	Conclusiones y recomendaciones.....	97
9	Referencias bibliográficas	100
10	Anexos.....	106
10.1	Anexo 1: Normativa de emisiones en Chile.....	106
10.1.1	Termoeléctricas (DS 13).....	106
10.1.2	Emisiones de grupos electrógenos en proceso de aprobación (res ex -1671)	106
10.2	Anexo 2: Porcentajes de mezcla de H ₂ declarados por principales OEM.....	109
10.3	Anexo 3: Complejos de generación termoeléctrica a carbón en Chile	110
10.4	Anexo 4: Análisis de superficies requeridas para las tecnologías de generación eléctrica a partir de gases verdes.....	114

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Costos directos e indirectos de reconversión de una central a condensadores síncronos. Fuente: (SNC Lavalin, 2011).	14
Tabla 1: Características de la combustión del metano, hidrógeno y amoníaco. Fuente: (ASME, 2021).	26
Tabla 2: Propiedades del H ₂ con relación al gas natural, potencial impacto y solución técnica. Fuente: (EPRI, 2019).	28
Tabla 3: Equipos no reutilizados, reutilizados y adquiridos para reconvertir a condensadores síncronos. Fuente: (EPRI, 2014).	36
Tabla 4: Componentes por revisar como parte del estudio de factibilidad técnica. Fuente: (EPRI, 2014).	37
Tabla 5: Principales instalaciones de condensadores síncronos a nivel internacional. Fuente: (ENTSOE, 2020).	39
Tabla 6: Inversiones analizadas como parte del estudio llevado a cabo por ERCOT. Fuente: (ERCOT, 2017).	42
Tabla 7: Estimación de costos asociados a la reconversión a condensadores síncronos. Fuente: (Energinet, 2020).	43
Tabla 8: Detalles de los ciclos combinados a ser instalados en la central de Intermountain. Fuente: (Gas Turbine World, 2021).	54
Tabla 9: Estimación de costos asociados a la instalación de una central de ciclo simple o combinado. Fuente: (Energinet, 2020).	56
Tabla 10: Estimación de costos asociados a la instalación de una central de motores a gas. Fuente: (Energinet, 2020).	60
Tabla 11: Componentes básicos de un sistema de celdas de combustible. Fuente: (DOE, 2021).	64
Tabla 12: Estimación de costos asociados a la instalación de celdas de combustible. Fuente: (Energinet, 2020).	65
Tabla 13: Características de los sistemas de combustión difusivos y de premezcla pobre. Fuente: (General Electric, 2021).	69
Tabla 14: Tipos de combustores y % de mezcla de H ₂ de Mitsubishi. Fuente: elaboración propia a partir de (ETN Global, 2020).	69
Tabla 15: Proyectos de co-combustión de hidrógeno en turbinas de gas. Fuente: (Gas Turbine World, 2021).	73
Tabla 16: Parámetros Técnicos de Cochrane 1 y Cochrane 2. Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.	88
Tabla 17: Requisitos de espacio de instalación de tecnologías identificadas. Fuente: elaboración propia.	90
Tabla 18: Porcentaje del total de los costos de instalación asociados a las instalaciones reutilizables. Fuente: (U.S. EIA, 2020).	90
Tabla 19: Estimación de costos de las alternativas de generación eléctrica con gases verdes. Fuente: (Energinet, 2020).	91
Tabla 20: Parámetros Técnicos de CTM1 y CTM2. Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.	91
Tabla 21: Parámetros Técnicos de CTM3. Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.	93
Tabla 22: Parámetros Técnicos de NTO1 y NTO2. Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.	94

Tabla 23: Costos directos e indirectos de reconversión de una central a condensadores síncronos. Fuente: (SNC Lavalin, 2011).	95
Tabla 25: emisiones para termoeléctricas según el combustible utilizado.....	106
Tabla 26: emisiones de grupos electrógenos en proceso de aprobación (res ex -1671). Fuente: elaboración propia.	106
Tabla 27: Porcentajes de mezcla de H2 declarados por los principales OEM. Fuente: elaboración propia.	109

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Resumen de las características diferenciadoras de la combustión del H ₂ . Fuente: elaboración propia.	15
Figura 2: Aspectos de interés asociados a la reconversión de calderas a carbón a operar con H ₂ , según tipo de quemadores. Fuente: elaboración propia.	16
Figura 3: Resumen del proceso de reconversión y las modificaciones para quema de H ₂ en caldera. Fuente: Elaboración propia.	16
Figura 4: Criterios de selección para las centrales a evaluar, según tecnología de reconversión. Fuente: elaboración propia.	19
Figura 1: Proceso de producción del hidrógeno verde. Fuente: (Ministerio de Energía, 2021).	24
Figura 2: Ruta de combustibles sintéticos a base de hidrógeno verde para generar electricidad. Fuente: elaboración propia.	25
Figura 3: Rutas de reconversión analizadas para una central termoeléctrica a carbón. Fuente: elaboración propia.	29
Figura 4: Rutas de reconversión para las centrales termoeléctricas de gas. Fuente: Elaboración propia.	30
Figura 5: Ejemplo de la definición de bordes del sistema para la co-combustión de amoniaco en central a carbón. Fuente: elaboración propia.	32
Figura 6: Reconversión de un generador a condensador síncrono de 140 MVA en Estados Unidos. Fuente: (EME, 2017).	34
Figura 7: Ventajas de los condensadores síncronos. Fuente: adaptado a partir de: (General Electric, 2021).	34
Figura 8: Posibles cambios para convertir una central termoeléctrica a carbón a condensadores síncronos. Fuente: Inodú.	35
Figura 9: Distribución de los condensadores síncronos a lo largo de la red de transmisión de Dinamarca. Fuente: (IEA, 2021).	41
Figura 10: Patrón de combustión de quemadores tangenciales a bajas y altas cargas. Fuente: (Bozzuto, 2009).	45
Figura 11: Diagrama de quemado frontal. Fuente: (Bozzuto, 2009).	46
Figura 12: Posibles cambios para convertir una central termoeléctrica a carbón a co-combustión H ₂ /NH ₃ . Fuente: Inodú.	47
Figura 13: Ejemplo de adaptación de los quemadores para una cocombustión NH ₃ – carbón. Fuente: (Proctor, 2021).	49
Figura 14: Proyecto de cocombustión de carbón – NH ₃ de JERA en Japón. Fuente: (Proctor, 2021).	50
Figura 15: Principales cambios para reconvertir una central a carbón a una central con turbinas a gas. Fuente: Inodú.	53
Figura 16: Instalaciones de la central a carbón de Intermountain y etapas del proyecto. Fuente: (IPA, 2021).	54
Figura 17: Proyección de emisiones de CO ₂ y porcentaje de mezcla de hidrógeno para de IPA. Fuente: (LA DWP, 2020).	55
Figura 18: Principales cambios para reconvertir una central a carbón a una central con motores a gas. Fuente: Inodú.	59

Figura 19: Parque eólico, complejo de generación y motor de la central Hychico. Fuente: (INNIO, 2019).	59
Figura 20: Principio de funcionamiento de las celdas de combustible. Fuente: adaptado de (Bosch Mobility, 2021).	62
Figura 21: Principales cambios para reconvertir una central a carbón a una central con celdas de combustible. Fuente: Inodú.	63
Figura 22: Central de Hanwha Energy en Corea del Sur. Fuente: (Hanwha Energy, 2020).	65
Figura 23: Sistemas a evaluar para la combustión de H ₂ en turbinas de gas. Fuente: adaptado de (General Electric, 2021).	71
Figura 24: Sistema de mezclado de H ₂ /GN (5%/95%) en la central de Dow Plaquemine, EEUU. Fuente: (General Electric, 2021).	71
Figura 25: Proceso de evaluación, definición e implementación en una central en funcionamiento. Fuente: (Siemens, 2020).	73
Figura 26: Central eléctrica Magnum, en los Países Bajos. Fuente: (Vattenfall, 2021).	75
Figura 27: Central de ciclo combinado Long Ridge, Estados Unidos (en construcción). Fuente: (Long Ridge Energy, 2021).	76
Figura 28: Mapa de unidades de generación a carbón en Chile. Fuente: GIZ.	81
Figura 29: Mapa de unidades de generación a gas en Chile. Fuente: elaboración propia.	83
Figura 30: Trazado de los gasoductos norte, centro y sur. Fuente: elaboración propia.	84
Figura 31: Instalaciones de interés en Mejillones. Fuente: elaboración propia a partir de Google Earth.	87
Figura 32: Estimación de la disponibilidad de espacio en el complejo termoeléctrico de Angamos – Cochrane. Fuente: elaboración propia a partir de Google Earth.	89
Figura 33: Estimación de la disponibilidad de espacio en el complejo termoeléctrico de la Central Térmica Mejillones. Fuente: elaboración propia a partir de Google Earth.	92
Figura 34: Instalaciones del complejo termoeléctrico en Tocopilla. Fuente: (GIZ, Ministerio de Energía, Inodú, 2018).	95
Figura 39: Complejo Tocopilla – Nueva Tocopilla. Fuente: (GIZ, Ministerio de Energía, Inodú, 2018).	110
Figura 40: Complejo termoeléctrico Mejillones. Fuente: (GIZ, Ministerio de Energía, Inodú, 2018).	111
Figura 41: Complejo termoeléctrico Angamos – Cochrane. Fuente: (GIZ, Ministerio de Energía, Inodú, 2018).	111
Figura 42: Complejo termoeléctrico Guacolda. Fuente: (GIZ, Ministerio de Energía, Inodú, 2018).	112
Figura 43: Complejo Ventanas. Fuente: (GIZ, Ministerio de Energía, Inodú, 2018).	112
Figura 44: Complejo Bocamina. Fuente: (GIZ, Ministerio de Energía, Inodú, 2018).	113
Figura 45: Complejo Santa María de Coronel. Fuente: (GIZ, Ministerio de Energía, Inodú, 2018).	113
Figura 46: Superficie de la isla de poder del modelo 9HA.01 de eje único. Fuente: (General Electric, 2015).	114
Figura 47: Superficie de la isla de poder del modelo 9HA.01 de eje múltiple. Fuente: (General Electric, 2015).	115
Figura 48: Layout de una central de 100 MW a partir de motores Wärtsilä. Fuente: Wärtsilä.	115
Figura 49: Dimensiones y especificaciones físicas de los módulos de celdas de combustible Doosan. Fuente: (Doosan, 2018).	116

Figura 50: Vista aérea de la central de Hanwha Doosan, Corea del Sur. Fuente: elaboración propia a partir de Google Earth.	117
---	-----

ABREVIACIONES

Abreviación	Término
CS	Ciclo simple
CC	Ciclo combinado
CH ₄	Metano
CH ₃ OH	Metanol
CO	Monóxido de carbono
CO ₂	Dióxido de carbono
GEI	Gases de efecto invernadero
GN	Gas natural
ha	Hectárea
H ₂	Hidrógeno
LBO	<i>Lean blowout</i>
LHV	Poder calorífico inferior
LPG	Gas licuado de petróleo
M€	Millones de euros
MUSD	Millones de dólares
MW	Megawatt
NH ₃	Amoníaco
NO _x	Óxidos de nitrógeno
PACF	Celda de combustible de ácido fosfórico
PPM	Partes por millón
SCR	sistema de reducción catalítica selectiva
SOFC	<i>Solide oxide fuel cell</i>
SO _x	Óxidos de azufre

Resumen

Este reporte analizó las alternativas de reconversión de las centrales termoeléctricas a carbón y a gas a tecnologías no contaminantes con hidrógeno verde y a condensadores síncronos. A continuación, se sintetizan los principales aspectos:

1. Respetto de la conversión de centrales térmicas a carbón a condensadores síncronos

A nivel internacional es posible encontrar múltiples experiencias asociadas al uso de condensadores síncronos y a la conversión de centrales térmicas a condensadores síncronos. La mayoría de los casos que se han identificado como parte de este estudio han tenido como motivación el refuerzo del sistema ante condiciones de inestabilidad en zonas específicas ante el creciente nivel de participación de energía renovable variable. Particularmente, se busca aumentar la provisión de potencia reactiva y proveer inercia ante la salida de operación de algún tipo de unidad generadora.

En Chile, el crecimiento acelerado de generación renovable variable y el retiro de centrales a carbón genera la oportunidad de analizar opciones asociadas a la conversión de centrales a un condensador síncrono para aportar reactivos al sistema eléctrico. Además, con el acople a un volante de inercia (*flywheel*) también aportaría inercia al sistema.

La reconversión de un generador accionado por turbina a un condensador síncrono requiere un estudio de ingeniería en detalle ya que implica cambios en los sistemas de control, protección y funcionamiento, además de cambios mecánicos. Los costos de conversión son altamente dependientes del caso a considerar. Por ejemplo, mediante entrevistas a proveedores, se identificaron dos principales inversiones asociadas al proceso de reconversión:

- Proceso de reconversión USD 1,8 – 2,0 millones (detalles del proceso en la Sección 3.2)¹.
- Instalación opcional de un volante de inercia con un costo estimado de USD 1,0 – 1,5 millones.

De manera complementaria, en la siguiente tabla se presentan los costos directos e indirectos asociados a la evaluación económica llevada a cabo por SNC Lavalin en Montreal, Canadá, la cual involucró la reconversión de dos generadores de 195 MVA cada uno.

¹ Costos asociados a los equipos y la ingeniería para una reconversión de una unidad existente.

Tabla 1: Costos directos e indirectos de reconversión de una central a condensadores síncronos. Fuente: (SNC Lavalin, 2011).

Costos directos	Costos indirectos
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Cojinete de empuje, incluido el eje de unión y el engranaje giratorio. ▪ Interruptor de salida del arranque estático cada unidad. ▪ Arranques estáticos. ▪ Transformadores de excitación. ▪ Suministro de interruptores cada unidad. ▪ Cables y terminaciones de medio voltaje. ▪ Cables y terminaciones de control. ▪ Bandejas de cables y hardware. ▪ Previsión de adiciones al sistema de aceite lubricante de la turbina. ▪ Asignación para bomba de enfriamiento adicional y el aumento de la capacidad. ▪ Ampliación del piso de la plataforma adyacente a la unidad. ▪ Integración del sistema. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ingeniería (10%). ▪ Rango de escalabilidad (2%/año). ▪ Costos empresa contratista. ▪ Contingencias (10%).
Total (USD ²): 1.981.715	Total (USD): 699.808

La opción de conversión de centrales termoeléctricas a condensadores síncronos para proveer servicios de regulación de tensión puede resultar más beneficiosa desde el punto de vista económico para el sistema que la instalación de STATCOM. Por ejemplo, recientemente en el SEN se ha definido la instalación de un sistema de compensación de reactivos de +- 100 MVAR en S/E Lagunas con un costo de inversión de USD 20 millones. Por otra parte, en S/E Entre Ríos se definió la instalación de un STATCOM de +- 200 MVAR con un valor de inversión de USD 33 millones.

No obstante, la disposición de un condensador síncrono en una central termoeléctrica existente no necesariamente es el mejor emplazamiento para instalar capacidad de regulación de tensión. Por ejemplo, en ERCOT se demostró que la instalación de un condensador síncrono de 175 MVar en Windmill habría sido más rentable, por su ubicación y el aumento del límite de exportación de energía, que la conversión de las turbinas de vapor alimentadas con gas natural Coque 1 y 2 de LP&L (ERCOT, 2017).

Lo indicado anteriormente es particularmente importante en la medida que la estructura de los sistemas eléctricos cambia debido a la integración de más generación renovable variable; por lo tanto, la funcionalidad de los sistemas para los objetivos de control de tensión e inercia debe ser verificada caso a caso.

No obstante, al comparar el caso de inversión en un STATCOM en una subestación del sistema de transmisión nacional con los costos referenciales de convertir una unidad termoeléctrica a condensador síncrono, el ahorro puede ser significativo, incluso con el acople de un volante de inercia (flywheel) al sistema.

2. Respecto de la conversión de centrales térmicas a carbón a generación con hidrógeno verde

En caso del uso de combustibles verdes para generación de energía eléctrica en Chile, se sugiere considerar el hidrógeno verde por sobre alternativas como el amoníaco (NH₃), el metano (CH₄) o el

² Valores originales en dólares canadienses 2011. Valores presentados en dólares americanos 2021.

metanol (CH_3OH). Lo anterior dado que el NH_3 , CH_4 y CH_3OH requieren de una etapa intermedia de síntesis, la cual disminuirá la eficiencia máxima a alcanzar por parte del ciclo completo de transformación. Además, la utilización de CH_4 o CH_3OH como combustibles involucra emisiones de CO_2 , mientras que el NH_3 posee características de combustión menos favorables que el H_2 (detalles en la Sección 2.3). Algunas de las características diferenciadoras de la combustión del H_2 (en relación a otros combustibles gaseosos) se presentan en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, destacando las soluciones técnicas actualmente adoptadas para adaptar sistemas de combustión a quemar H_2 .

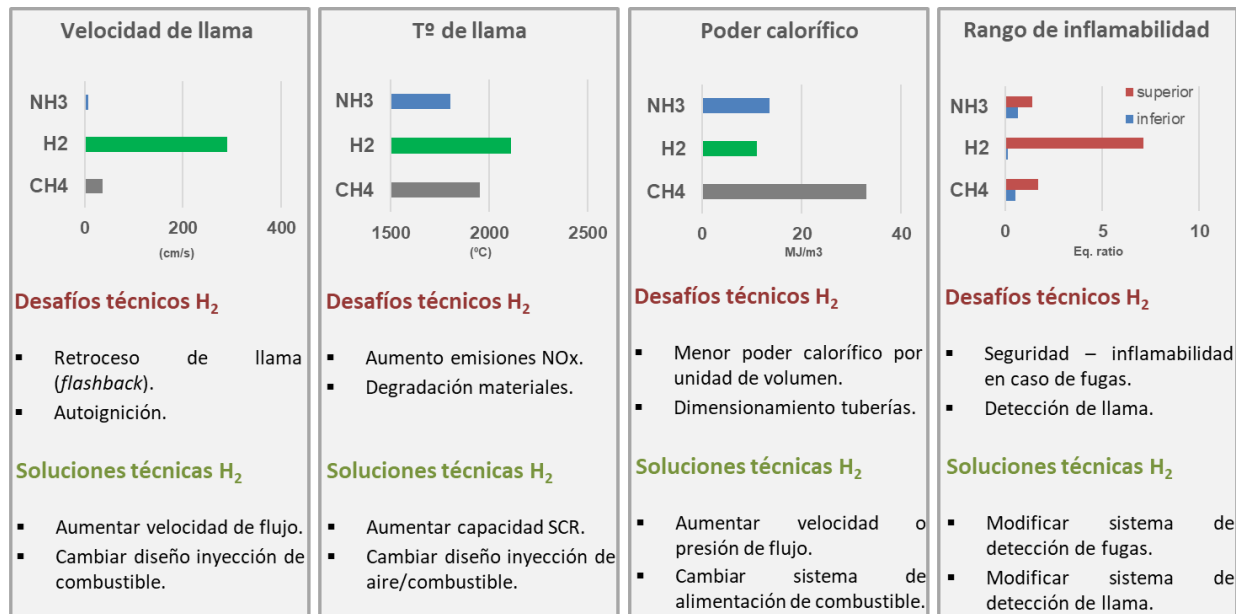


Figura 1: Resumen de las características diferenciadoras de la combustión del H_2 . Fuente: elaboración propia.

Las alternativas de reconversión de las centrales termoeléctricas a carbón asociadas a la generación eléctrica mediante combustibles verdes se pueden dividir en dos grupos, dependiendo del potencial uso de la caldera como parte del proceso de reconversión.

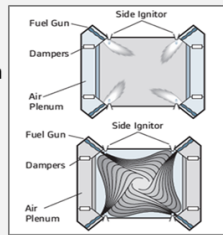
En el **primer grupo** se presentan las iniciativas asociadas a una potencial co-combustión de hidrógeno o amoníaco en caldera³, en cuyo caso el principal promotor de la tecnología es Japón debido a las ventajas comparativas de importar amoníaco frente a la importación directa de hidrógeno verde.

De acuerdo con las entrevistas realizadas a General Electric, al evaluar la conversión de centrales termoeléctricas de carbón pulverizado hay dos factores relevantes que considerar: 1.) el tipo de quemador de la caldera (tangenciales o frontales), y 2.) el aporte energético a suministrar con H_2 . La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** sintetiza los principales aspectos de interés.

³ Inicialmente, se considera la posibilidad de quemar porcentajes incrementales de gases verdes en caldera. La posibilidad de quemar 100% H_2 o NH_3 estará sujeta a los resultados obtenidos a partir de las pruebas con menores porcentajes de mezcla.

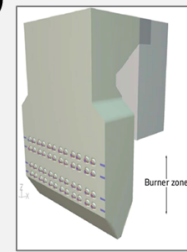
Quemadores tangenciales (*T-fired*)

- Una sola envoltura de llama a cargas sobre 30% de la máxima capacidad de la caldera.
- Experiencias previas de reconversión en industria (GE).
- Ejemplo en Chile:
 - Angamos
 - Nueva Ventanas



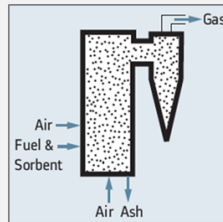
Quemadores frontales (*wall-fired*)

- Llama separada e independiente en todo el rango de carga.
- No se identifican experiencias de reconversión (GE).
- Ejemplos en Chile:
 - Cochrane
 - CTM1
 - CTM2



Lecho fluidizado

- Lecho de partículas sólidas.
- Mayor flexibilidad en combustibles sólidos.
- No se identifican experiencias de reconversión (GE).
- Ejemplo en Chile:
 - CTA
 - CTH



Aspectos de interés

- La evaluación del proceso de reconversión depende de la caldera a evaluar y el tipo de quemadores.
- GE da cuenta de mayor experiencia con calderas de quemadores tangenciales.
- En general, evaluaciones de reconversión a H_2 se deben llevar a cabo por nivel de quemadores.
- Se debe evaluar el perfil térmico de caldera caso a caso.

Figura 2: Aspectos de interés asociados a la reconversión de calderas a carbón a operar con H_2 , según tipo de quemadores.
Fuente: elaboración propia.

Actualmente no se identifican experiencias prácticas de este tipo de co-combustión en la industria de generación eléctrica, pero sí existen casos aislados de calderas presentes en la industria química diseñadas originalmente para operar a gas natural, donde se observan porcentajes de mezcla cercanos al 80% (energético) de H_2 y, por otra parte, existen calderas a carbón pulverizado que han operado con un 30% (energético) de H_2 , asociado al reemplazo de un nivel de quemadores.

Los desafíos asociados a la combustión de H_2 presentados en la Sección 2.3 tendrán un impacto en el proceso de quemado en la caldera, cuyas consecuencias dependerán de la disposición del sistema de quemadores (tangenciales o frontales), según se presentó en la Sección 4.1.1. El detalle de las etapas del proceso de reconversión y las principales modificaciones requeridas, de acuerdo a entrevistas del equipo consultor a General Electric, se presenta en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Proceso de reconversión GE

- Requisito de cliente y definición exigencias de quemado de H_2 .
- Pruebas de laboratorio en Estados Unidos, de acuerdo al diseño de la caldera.
- Evaluación de factibilidad técnica y estabilidad de quemado en un nivel de quemadores.
- A partir de los resultados, extender a otros niveles.

Modificaciones requeridas

- Reemplazo sistema de combustión.
- 2 alternativas para caldera:
 - Mantener la capacidad de la unidad.
 - No modificar la superficie de la caldera. Incluye estudio predictivo del rendimiento con H_2 .

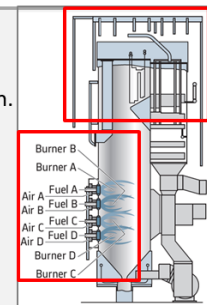


Figura 3: Resumen del proceso de reconversión y las modificaciones para quema de H_2 en caldera. Fuente: Elaboración propia.

En este caso de reconversión se podría maximizar la reutilización de infraestructura existente, ya que las principales modificaciones que involucran recambio de equipos están asociadas al reemplazo del sistema de alimentación de combustible y los quemadores (el resto de los equipos se reutilizan). Según los requisitos del cliente, se diferencia entre la alternativa de mantener la capacidad de la caldera (lo que, eventualmente, puede involucrar reevaluar el circuito de vapor) o mantener la superficie de la caldera intacta (no modificar el circuito de vapor), en cuyo caso se prevé necesario llevar a cabo un estudio predictivo para evaluar el rendimiento de la caldera con H_2 .

Dadas las escasas experiencias prácticas de co-combustión de H_2/NH_3 en calderas, no se identifican estimaciones de costos de inversión asociadas al proceso de reconversión de centrales a carbón.

En el **segundo grupo** existen alternativas de generación eléctrica a partir de hidrógeno verde que no utilizan la caldera como parte del proceso de reconversión de la central. Se destaca la opción de instalar turbinas de gas, motores o celdas de combustibles; que se desarrollaron en las secciones 4.2, 4.3 y 4.4 respectivamente.

En general, todas las opciones indicadas plantean desafíos comunes:

- a. Necesidad de contar con sistema de generación de hidrógeno en escala, además de la infraestructura necesaria para abastecer a la central con hidrógeno y contar con capacidad de almacenamiento.
- b. Necesidad de balancear el entorno competitivo con la adopción temprana de una opción tecnológica y de proceso emergente, para lo cual se requerirá contar con un adoptador que permita la experimentación.
- c. Necesidad de realizar una transformación y aumento del porcentaje de co-combustión en etapas, donde se parte con porcentajes bajos de mezcla de H_2 verde, el cual es aumentado paulatinamente. Los porcentajes de mezcla estarán determinados por el tipo de instalación (nueva o reconversión) y la disponibilidad de H_2 . Esta consideración no aplica para las celdas de combustible.

3. Respetto de la conversión de centrales a gas natural a generación con hidrógeno verde

El reemplazo incremental del gas natural por H_2 en una unidad de generación eléctrica en funcionamiento es una alternativa que estará sujeta a las limitaciones de diseño de la turbina. Por lo tanto, previo a comenzar a mezclar H_2 , se debe realizar una auditoría completa de los sistemas de la planta, con el objetivo de desarrollar un plan de operación seguro.

Si el H_2 se va a mezclar en una central eléctrica de gas natural existente, y el H_2 se transporta a la central por separado del gas natural, se requiere de un sistema de mezcla de combustible. Dado que el H_2 tiene un valor calorífico por unidad de volumen de un tercio del gas natural aproximadamente, se necesitaría un flujo volumétrico 3 veces mayor de H_2 para proporcionar el mismo aporte de calor, o aumentar la presión de alimentación de combustible. Por lo tanto, el sistema de tuberías existente podría ser aceptable si se utiliza una pequeña concentración de hidrógeno. No obstante, si se planea operar con niveles elevados de H_2 , se requiere evaluar la presión de alimentación del sistema y la potencial inclusión de un sistema accesorio de combustible configurado para los caudales requeridos.

De acuerdo a entrevistas realizadas por el equipo consultor a proveedores, como por ejemplo General Electric, es factible asegurar que se puede mezclar un 5% (vol.) de H₂ sin requerir modificaciones de hardware, más allá de la instalación de un sistema de mezclado de H₂ y gas natural; el costo asociado al sistema de mezclado se estima en 2 millones de dólares⁴.

Si se desea quemar porcentajes superiores a un 5% (vol.) de H₂, se deberá realizar un estudio de ingeniería para entender el hardware de combustión aplicable a la unidad y las capacidades de la cámara de combustión. Se debe revisar si se requerirán modificaciones en las boquillas de combustible, en otra parte del hardware de combustión o en los sistemas auxiliares. Además, se debe evaluar el impacto de la nueva composición de combustible mezclado en las emisiones de NOx.

Las primeras experiencias de co-combustión de H₂ en centrales térmicas a gas natural están presentes en Estados Unidos, con 7 de los 8 proyectos identificados en el presente estudio y tres cuartas partes de la capacidad comprometida total. Cuatro de estos proyectos tienen objetivos específicos de mezclas de H₂ y gas natural para su puesta en marcha (hasta un 30% de H₂ en volumen) y en su mayoría tienen planes de transición al 100% de H₂ para 2050. Las barreras iniciales no se limitan únicamente a restricciones en los equipos, sino que hacen referencia a la necesidad de contar con un suministro continuo de H₂, mediante tecnologías de transporte y almacenamiento que lo permitan.

En Chile, dada la volatilidad del costo de gas natural y las alzas posibles de esperar a futuro, puede existir la opción de emplear H₂ verde en la medida que los costos de producción disminuyan y los costos de gas natural continúen aumentando.

4. Respecto de los criterios selección de centrales en el SEN con potencial de reconversión a tecnologías de H2 verde y condensadores síncronos

Para definir las centrales en el SEN con potencial de reconversión a tecnologías de H₂ verde y condensadores síncronos, se recomienda considerar criterios de selección específicos para cada tecnología. En general, se deben evaluar criterios de la edad y ubicación de la central termoeléctrica. El detalle de los criterios de selección utilizados para efectos de este reporte se presenta en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

⁴ Esto considera únicamente los equipos y la ingeniería. Se debe analizar por separado los costos de instalación.

<p>1. Aspectos asociados a la edad de la central</p> <ul style="list-style-type: none"> Compromisos de reconversión previamente establecidos. C T M F <ul style="list-style-type: none"> ✓ No se consideran aquellas centrales con compromisos previamente establecidos. Estado de la central de acuerdo a sus años en servicio. C T M F <ul style="list-style-type: none"> ✓ Condensadores síncronos: se asume disponibilidad del generador de la central. ✓ Gx eléctrica: No se identifica una tecnología madura de reconversión de caldera con H₂ o NH₃. Por lo tanto, no se reutilizará la infraestructura crítica de la central y la edad no es criterio de selección. 	<ul style="list-style-type: none"> C Condensadores T Turbinas de H₂ M Motores de H₂ F Celdas de H₂
<p>2. Aspectos asociados a la ubicación de las centrales</p> <ul style="list-style-type: none"> Disponibilidad de espacio para poder instalar una central de generación eléctrica a partir de H₂ verde. T M F <ul style="list-style-type: none"> ✓ Se lleva a cabo un análisis caso a caso de las superficies disponibles a través de Google Earth. Acceso a red de gas natural para asegurar suministro económico en los primeros años de servicio. T M <ul style="list-style-type: none"> ✓ Se lleva a cabo un análisis caso a caso a través del mapeo de gasoductos y centrales en Google Earth. Potencial de generación renovable en la zona de instalación (o en las cercanías). T M F <ul style="list-style-type: none"> ✓ Se lleva a cabo un análisis caso a caso. En el norte energía solar fotovoltaica y en el sur eólica. Punto de conexión al SEN. C T M F <ul style="list-style-type: none"> ✓ Se evalúa el punto de conexión al SEN, para identificar la capacidad de las líneas eléctricas presentes. Cercanía a otras industrias potencialmente atractivas para la utilización del hidrógeno verde. T M F <ul style="list-style-type: none"> ✓ Se evalúa la presencia de industrias atractivas para consumir H₂ verde o gases de síntesis como NH₃. 	

Figura 4: Criterios de selección para las centrales a evaluar, según tecnología de reconversión. Fuente: elaboración propia.

5. Respetto de las centrales a reconvertir a tecnologías de H2 verde y condensadores síncronos

A partir del análisis realizado, se identifica a Mejillones como una de las mejores opciones a evaluar para la reconversión de centrales termoeléctricas a carbón y a gas en tecnologías de generación eléctrica mediante H₂ verde. Se observan condiciones favorables para formación de un *cluster* de H₂, con posibilidad de abastecer la demanda local y eventualmente tener perspectivas de exportación⁵.

De esta forma, en conjunto con la contraparte se definió evaluar la transformación de las unidades Cochrane 1 – Cochrane 2 de AES Gener y CTM1 – CTM2 de Engie a tecnologías de generación eléctrica a partir de H₂ verde (turbinas, motores o celdas de combustible). Las principales conclusiones de la evaluación realizada se listan a continuación:

- Dado que el potencial de reutilización de la infraestructura original de la central es bajo, se privilegia la instalación de equipo de generación eléctrica mediante H₂ en superficies actualmente disponibles. De esta forma, se mantiene abierta la alternativa de reutilización o desmantelado de las instalaciones.
- Tanto en el complejo de las unidades Cochrane como en el complejo de las unidades CTM se identifica disponibilidad de espacio para instalar turbinas, motores o celdas de combustible, sin necesidad de desmantelar la infraestructura de las centrales actualmente en funcionamiento.
- En caso de que se identifiquen requisitos adicionales de espacio, se cuenta con la alternativa de reutilizar la superficie en que actualmente se emplaza la cancha a carbón, lo que estará sujeto a la estrategia futura de la empresa con respecto a las calderas.

⁵ No obstante, existe un proyecto de modificación del plan regulador del borde costero que podría dificultar dicho objetivo (más información en: <https://pribca.cl>).

Además, se evaluó la transformación de la unidad a gas CTM 3 de Engie a co-combustión de gas natural – H₂, con una transición hacia la utilización de 100% H₂. De acuerdo a la información publicada por Siemens, la turbina Ansaldo Siemens modelo V94.2 instalada en la central CTM3 puede combustionar un 30% de H₂ en volumen. No obstante, no se tiene información si el porcentaje de mezcla está relacionado al modelo o la clase de la turbina, ni el tipo de quemadores instalado. De esta forma, se siguen las recomendaciones de General Electric, diferenciando las inversiones asociadas a porcentajes de mezcla entre un 0 – 5 % vol. o superiores a un 5% vol.

Por otro lado, dados los requerimientos de reactivos, corriente de corto circuito e inercia en la zona norte, se definió la evaluación de la reconversión de las unidades del complejo termoeléctrico de Tocopilla, NTO 1 y NTO 2 de AES Gener, en condensadores síncronos. Al respecto, se sugiere realizar un análisis sistémico para evaluar los potenciales beneficios de la instalación de condensadores síncronos en el sistema, destacando la relación entre el potencial ahorro en las inversiones asociado a la reconversión de centrales termoeléctricas, y la estimación de los beneficios asociados al punto de conexión al sistema.

1 Introducción

En Chile existen 10 complejos de generación termoeléctrica a carbón distribuidos en 6 comunas, con un total de 28 unidades de generación. Además, existen al menos 18 complejos de generación termoeléctrica a gas distribuidos en 8 comunas a lo largo del país, con un total de 30 unidades de generación. La edad promedio de las centrales al 2021 es de 16 años. La Unidad 2 del complejo Los Guindos es la central a gas más nueva en el sistema (instalación en 2019).

En el año 2019, el Estado de Chile, a través del Ministerio de Energía, estableció un acuerdo para cerrar todas las centrales a carbón a más tardar el año 2040; también definió la aspiración de lograr la carbono neutralidad al año 2050.

A pesar de la creciente penetración de generación renovable variable en el sistema chileno, no se ha logrado reducir las emisiones en el sistema de manera significativa debido a la sequía. Por ejemplo, durante el primer semestre de 2018 la integración de energía renovable variable representó un 10,9% de la demanda y las emisiones de CO₂ en el sistema fueron 18,3 millones de toneladas. No obstante, el nivel de emisiones durante el primer semestre del año 2019, 2020 y 2021 se han mantenido en 17,2 millones de toneladas aproximadamente, a pesar de que el primer semestre de 2021 la integración de energía renovable variable representó un 18,5% de la demanda.

Durante los próximos años un número creciente de centrales termoeléctricas a carbón iniciará un proceso de cese de operaciones y cierre. Si las condiciones del sistema eléctrico lo permiten, a finales del 2025, 15 unidades (2828 MW) del parque térmico a carbón habrán sido retiradas y 3 serán reconvertidas (dos a biomasa y una a gas natural). Manteniendo todos los otros factores constantes, si se ejecutan los compromisos de retiro de centrales, la potencia de suficiencia del sistema disminuirá en 1582 MW y se retirarán unos 1538 MW de flexibilidad; en otras palabras, al término del horario solar, el sistema potencialmente dejará de contar con 1538 MW de capacidad de toma de carga en 3 horas. Las unidades que se retiran han contribuido, en promedio, con 17% de la inercia en línea disponible durante los últimos 12 meses.

Ante el escenario de cierre de centrales termoeléctricas y el desarrollo de la Estrategia de Hidrógeno Verde, el presente reporte tiene como finalidad analizar alternativas de reconversión de las termoeléctricas a tecnologías con hidrógeno y condensadores síncronos. Los objetivos específicos del reporte son listados a continuación:

- a) **Objetivo Específico 1** – Revisar bibliografía de los condensadores síncronos y tecnologías con combustibles con gases verdes⁶ como alternativas de reconversión de unidades a carbón y gas.
- b) **Objetivo Específico 2** - Analizar la reconversión de las termoeléctricas del SEN a las alternativas de condensadores síncronos y tecnologías con hidrógeno.

⁶ Para efectos de este estudio, se privilegia el uso de hidrógeno verde a partir de electrólisis. En caso de que no exista una alternativa tecnológica madura de reconversión que involucre hidrógeno, se evalúa la alternativa del amoníaco.

- c) **Objetivo Específico 3** – Evaluar de manera preliminar la viabilidad económica (inversión privada) y costos y beneficios asociados a cada alternativa de reconversión.
- d) **Objetivo Específico 4** – Establecer recomendaciones para promover las dos tecnologías de reconversión en Chile.

La estructura del presenta informe es la siguiente:

- La Sección 2 establece el alcance del reporte y las rutas de reconversión a analizar.
- La Sección 3 presenta las alternativas de reconversión a condensadores síncronos.
- La Sección 4 presenta las alternativas de reconversión de centrales termoeléctricas a carbón asociadas a combustibles verdes.
- La Sección 5 presenta las alternativas de reconversión de centrales termoeléctricas a gas asociadas a combustibles verdes.
- La Sección 6 presenta un benchmark del parque térmico a carbón y gas en Chile y define los criterios de selección de las cuatro centrales a evaluar.
- La Sección 7 presenta el análisis técnico-económico de las cuatro centrales en estudio.
- La Sección 8 presenta las conclusiones y recomendaciones obtenidas como parte del estudio.

2 Definiciones y alternativas a evaluar

Existen múltiples alternativas de reconversión de centrales termoeléctricas mediante el uso de la infraestructura existente. Si se considera utilizar el espacio disponible, subestación y otros sistemas de soporte, las opciones pueden ser la instalación de turbinas de gas, motores o celdas de combustible. Por lo demás, cada uno de esos sistemas puede ser alimentado con diferentes combustibles, como, por ejemplo, hidrógeno, amoníaco o gas natural. Otra opción es reutilizar la caldera, lo que actualmente se ha visto implementado en casos particulares, y se encuentra en etapas incipientes de evaluación.

El objetivo de este capítulo es definir el alcance del análisis a realizar en el estudio, los combustibles considerados, y las alternativas tecnológicas a evaluar.

2.1 Hidrógeno verde (Power – to – Hydrogen)

El hidrógeno verde corresponde al hidrógeno producido a partir de fuentes renovables mediante la electrólisis del agua o el uso de biomasa. Sin embargo, las cantidades actuales de producción a partir de la biomasa son insignificantes y los procesos bioquímicos aún no han alcanzado la madurez de mercado. Por lo tanto, para efectos de este estudio, el término hidrógeno verde es utilizado para identificar al hidrógeno electrolítico (Jensterle, et al., 2019).

El plan de carbono-neutralidad al 2050 del Ministerio de Energía proyecta que entre un 17% y un 27% de las reducciones de emisiones necesarias como parte del plan serán logradas mediante el uso de hidrógeno verde (SEA, 2021). De acuerdo con el Ministerio de Energía, la producción de hidrógeno verde involucra cinco procesos principales independientes, los cuales son presentados en la Figura 5 y se listan a continuación:

- **La obtención de la materia prima:** En este caso, se puede contar con la alternativa de obtener el agua de alimentación a través de un proceso de desalación de agua de mar, o bien a partir de un contrato de suministro con un tercero.
- **El suministro de electricidad renovable:** La demanda de electricidad de una central de electrólisis puede ser obtenida a través de una conexión directa a una central de generación renovable (principalmente solar o eólica) o bien a través de un contrato de suministro renovable, en cuyo caso se debe contar con una certificación de origen que avale las características de la electricidad contratada.
- **La planta de electrólisis:** Para efectos de este reporte, dados los altos costos de transporte de hidrógeno a través de largas distancias, se considera la producción de hidrógeno en el lugar.
- **El almacenamiento de hidrógeno.** En este caso, se considera el almacenamiento de hidrógeno como gas comprimido para su posterior uso en la generación de electricidad.
- **El uso final del hidrógeno:** en el contexto de este estudio, el uso final se limita a la generación de electricidad a partir de la reconversión de una central termoeléctrica a carbón o gas del SEN. No se

consideran otros usos ni alternativas de reconversión de las centrales (por ejemplo, para producción de hidrógeno).

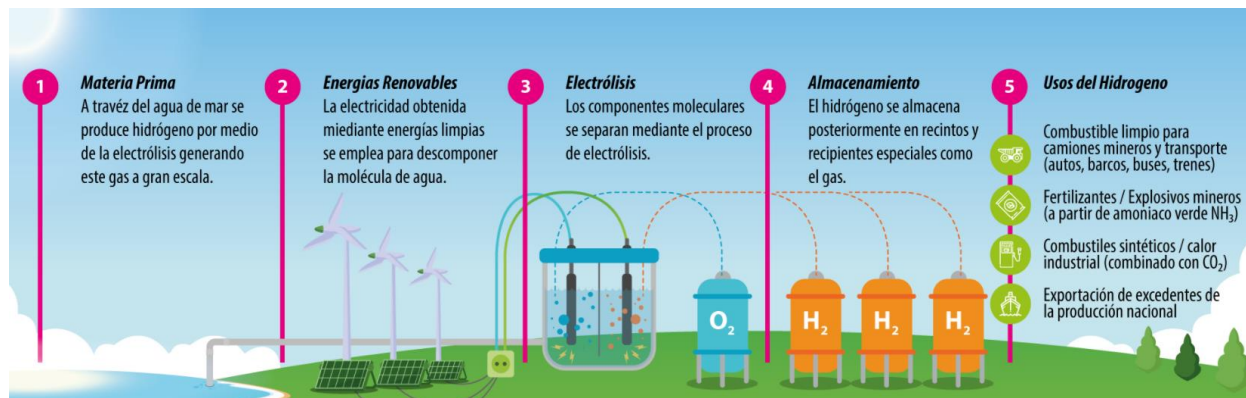


Figura 5: Proceso de producción del hidrógeno verde. Fuente: (Ministerio de Energía, 2021).

La producción limpia de hidrógeno debe garantizar una reducción sustancial de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en comparación con el uso de combustibles fósiles o hidrógeno gris, y contribuir a la transición a un sistema energético sostenible (Jensterle, et al., 2019).

Para tal efecto, al definir los umbrales de emisiones se deben considerar las emisiones de GEI de todo el ciclo de vida de la cadena de generación del hidrógeno verde: producción y extracción de los insumos, y del propio proceso de producción de hidrógeno. Además, se deben identificar las emisiones causadas por el transporte del hidrógeno hasta el punto de utilización (GIZ, Ministerio de Energía, Inodú, 2020).

2.2 Combustibles verdes (Hydrogen – to – X)

El hidrógeno verde generado a partir de la electrólisis de agua puede ser utilizado directamente para generar electricidad a partir de su mezcla con gas natural en turbinas o motores, su uso en celdas de combustible o bien su eventual inyección en calderas.

En caso de que sea de interés privilegiar el uso de combustibles verdes para generación de energía eléctrica en Chile, se sugiere considerar el hidrógeno verde, por sobre alternativas como el amoníaco (NH₃), el metano (CH₄) o el metanol (CH₃OH). Lo anterior dado que el amoníaco, metano y metanol requieren de una etapa intermedia de síntesis, la cual disminuirá la eficiencia máxima a alcanzar por parte del ciclo completo de transformación.

De esta forma, las rutas de producción de combustibles sintéticos a partir de hidrógeno verde que son relevantes para la reconversión de centrales a carbón y a gas son presentadas en la Figura 6.

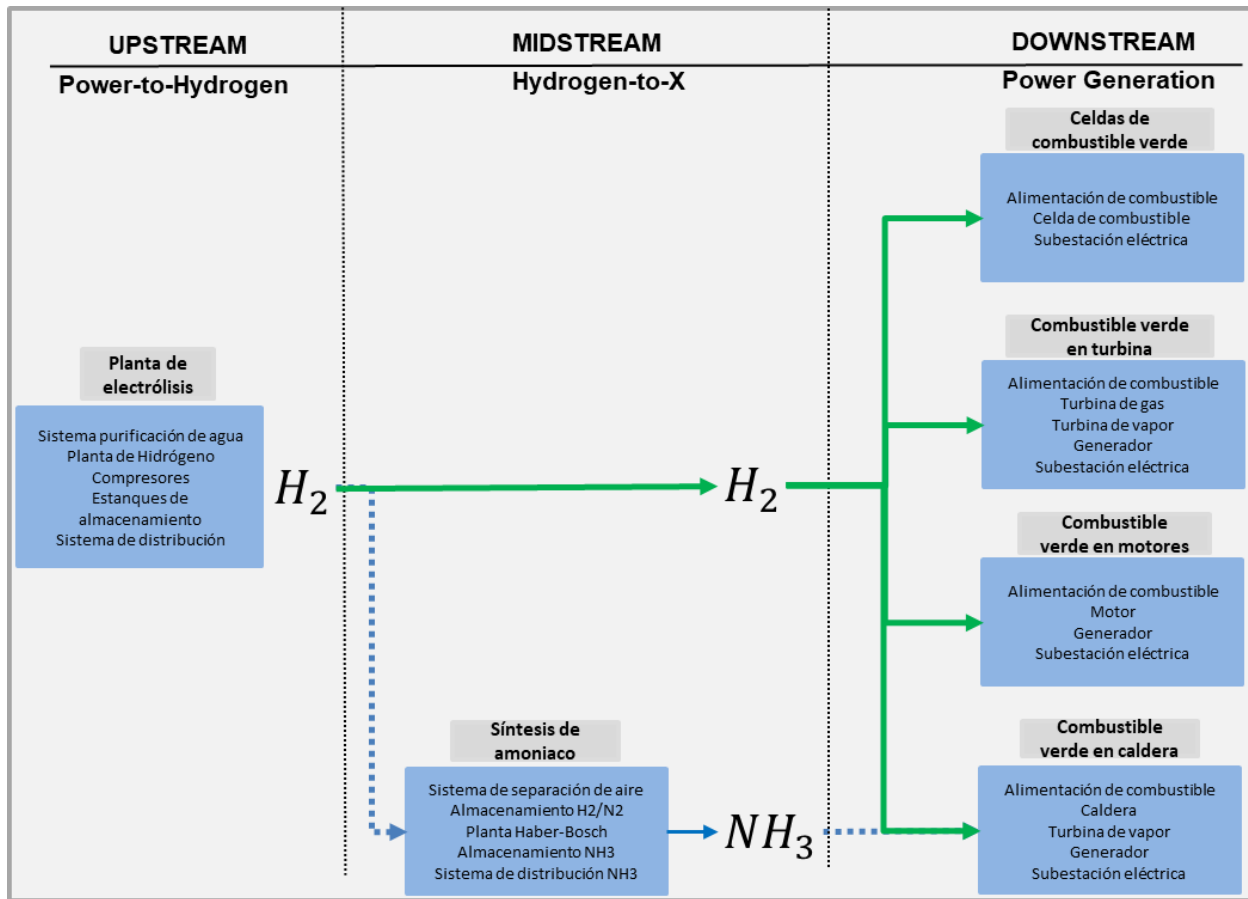


Figura 6: Ruta de combustibles sintéticos a base de hidrógeno verde para generar electricidad. Fuente: elaboración propia.

A partir de la figura se observa que, además del hidrógeno verde, existe una etapa de conversión de interés: la síntesis de amoníaco (NH_3) con de hidrógeno verde y nitrógeno (N_2) para su inyección en calderas a carbón, dado que no se identifican experiencias prácticas en generación eléctrica asociadas a la combustión de hidrógeno en calderas. Para las turbinas y los motores, no obstante, se identifica que los principales proveedores (General Electric y Siemens) han establecido metas de quema 100% de hidrógeno para el 2030. Las celdas de combustible, a su vez, operan con 100% H_2 .

El NH_3 requiere de una inversión adicional en una unidad de separación de aire para producir el N_2 necesario para el proceso (o comprar el N_2 a terceros) y una planta Haber-Bosch para llevar a cabo la síntesis de NH_3 . La ventaja del NH_3 por sobre el H_2 se traduce en el aumento de la densidad energética por unidad de volumen, la alternativa de licuar el NH_3 con menor gasto energético que el H_2 y la posibilidad de utilizar sistemas de transporte de gas licuado de petróleo (LPG) para transportar el NH_3 .

Los requisitos de almacenamiento del NH_3 son similares a los del propano, con el NH_3 en forma líquida a temperatura ambiente (25 °C) cuando se presuriza a 9,9 atm o temperaturas de -33,4 °C a presión atmosférica, lo que indica el potencial del NH_3 como portador de energía y de H_2 . Dadas las similitudes en temperatura de ebullición y presión de condensación del NH_3 y el propano, los barcos de transporte

diseñados para el propano (principal componente del LPG) pueden utilizarse generalmente para el NH₃ (Kobayashi, Hayakawa, Kunkuma, & Okafor, 2018).

2.3 Características diferenciadoras de la combustión del H₂ y el NH₃

La reconversión de sistemas de combustión a operar con H₂ o NH₃ implica adaptar el sistema de alimentación de combustible, quemadores y cámara de combustión que fue diseñado para optimizar la seguridad, flexibilidad operativa, emisiones y durabilidad de acuerdo con las características de la combustión de su combustible primario. Por lo tanto, la adaptación al diseño de la flota de plantas térmicas para acomodar la quema de mezclas de H₂ o NH₃ requerirá pruebas en equipos y demostraciones en terreno de cada diseño específico de sistema de combustión, para confirmar su rendimiento y funcionamiento seguro (EPRI LCRI, 2021).

Tabla 2: Características de la combustión del metano, hidrógeno y amoníaco. Fuente: (ASME, 2021).

Característica	Unidad	Metano (CH ₄)	Hidrógeno (H ₂)	Amoníaco (NH ₃)
Velocidad de llama	cm/s	37	291	7
T ^o de llama	°C	1950	2110	1800
Poder calorífico ⁷	MJ/m ³	33	11	13,5
	MJ/kg	50	120	18,6
Rango de inflamabilidad	Radio de eq. ⁸	0,5 – 1,7	0,1 – 7,1	0,63 – 1,4

En el caso de las centrales termoeléctricas a carbón, al tratarse de un combustible sólido, cualquier evaluación debe considerar un nuevo sistema de alimentación de combustible y quemadores. Para el caso de centrales a gas natural (GN), no obstante, se considera llevar a cabo una transición de operación 100% con GN a operar con mezclas de GN y H₂, para finalmente alcanzar una combustión de 100% H₂.

Así, es necesario entender las principales diferencias en la combustión del H₂ y el NH₃, en comparación con el CH₄ (principal componente del GN). El detalle se presenta en la Tabla 2 y es listado a continuación:

- La velocidad de la llama del H₂ es ocho veces mayor que la del CH₄ y 42 veces mayor que la del NH₃. Como consecuencia, los fenómenos de retroceso de llama (*flashback*), autoignición son los mayores obstáculos técnicos para el diseño de turbinas alimentadas con H₂ (EPRI LCRI, 2021).
- La temperatura de la llama del H₂ es aproximadamente un 8% superior a la del CH₄. Así, al aumentar el contenido de H₂ en la mezcla de combustible, aumentará la temperatura de la llama y se favorecerá la generación de NO_x por combustión. Por lo demás, se debe evaluar el aumento de temperatura en la degradación de los materiales.
- El poder calorífico inferior por unidad de volumen del H₂ es aproximadamente el 30% del poder calorífico inferior del CH₄. Dado que el caudal volumétrico determina el tamaño de las tuberías, las

⁷ Valores del poder calorífico por unidad de volumen a una temperatura de 0°C y una presión de 1 bar.

⁸ El radio de equivalencia es la proporción de masa de aire respecto a un combustible y la masa de aire estequiométrica presente en un proceso de combustión.

mezclas a base de H_2 requerirán tuberías más grandes, válvulas e instrumentación más grandes, o que funcionen a presiones de suministro más altas.

- El rango de inflamabilidad del H_2 es más amplio que el del CH_4 . Esto tendrá como consecuencia un aumento en el rango de operación⁹ para un sistema que utilice H_2 ; no obstante, existirán desafíos asociados a la seguridad, ya que ante un evento de fuga existe un mayor rango de concentraciones de aire a los cuales la mezcla es inflamable, dependiendo de los porcentajes de H_2 en la mezcla.

De esta forma, teniendo en cuenta que las propiedades químicas y físicas del CH_4 y el H_2 son muy diferentes, la adición de H_2 al gas natural hará que cambien las características del combustible y, por tanto, el proceso de combustión. Así, el porcentaje de mezcla del H_2 en los sistemas de generación de electricidad actuales estarán limitados por las condiciones de diseño de los equipos y su capacidad de adaptación a los nuevos parámetros de combustión asociados a un alto porcentaje de hidrógeno en la mezcla de combustible (THyGA, 2020).

A modo de ejemplo, la Tabla 3 presenta la relación de las diferencias identificadas entre el H_2 y el gas natural, su potencial impacto en los sistemas de combustión y las posibles soluciones técnicas, de acuerdo al Electric Power Research Institute de Estados Unidos (EPRI).

Para el NH_3 , los desafíos estarán asociados a la disminución del calor de combustión, la temperatura de combustión y la velocidad máxima de combustión de una llama de NH_3 – aire, lo que altera el perfil de la llama y la transferencia de calor en la cámara de combustión¹⁰. Además, el rango de inflamabilidad de la mezcla NH_3 – aire es más estrecho y la temperatura de ignición es más alta¹¹, lo que indica que el NH_3 tiene una baja inflamabilidad. Un reto adicional de la combustión de NH_3 – aire estará relacionado con la elevada emisión de NO_x del combustible, producto del elevado contenido de N_2 en el NH_3 (Kobayashi, Hayakawa, Kunkuma, & Okafor, 2018).

⁹ También conocido como turndown de la central.

¹⁰ La baja velocidad de combustión de las llamas de NH_3 – aire hace que la mejora de la llama sea importante para el éxito de la aplicación del NH_3 como combustible. La adición de H_2 es un enfoque razonable para lograr simultáneamente una combustión sin carbono y una mejora de la llama (EPRI LCRI, 2021).

¹¹ 650 °C, a diferencia de los 600 °C de una mezcla estequiométrica CH_4 – aire y los 520°C de una mezcla H_2 – aire.

Tabla 3: Propiedades del H₂ con relación al gas natural, potencial impacto y solución técnica. Fuente: (EPRI, 2019).

Característica	Propiedad del H ₂ (vs NG)	Potencial impacto	Potencial solución técnica
Producción de CO	100% de reducción	<ul style="list-style-type: none"> Se evita la producción de CO, limitante para la operación de turbinas a gas. 	<ul style="list-style-type: none"> Beneficio de quemar H₂.
Densidad energética	Vol.: un tercio Masa: 2,5 veces	<ul style="list-style-type: none"> Se requiere incrementar el flujo de combustible para mantener la capacidad de la unidad. 	<ul style="list-style-type: none"> Aumentar la velocidad del flujo. Cambiar el sistema de alimentación de combustible.
Velocidad de llama	8 veces superior	<ul style="list-style-type: none"> Aumenta el riesgo de flashback. 	<ul style="list-style-type: none"> Aumentar velocidad de flujo. Nuevos diseños de inyección de combustible.
Temperatura de llama	Aumento de 5 – 10 %	<ul style="list-style-type: none"> Aumenta la producción de NO_x térmico. Aumento de la degradación de materiales/coberturas. 	<ul style="list-style-type: none"> Aumentar la capacidad del sistema SCR para compensar. Escalonamiento del combustible/nuevo diseño de combustores.
Límite LBO ¹²	50% aumento en margen	<ul style="list-style-type: none"> Aumento en la capacidad de reducción de carga 	<ul style="list-style-type: none"> Beneficio de quemar H₂.
Límite de inflamabilidad inferior	20% (inferior)	<ul style="list-style-type: none"> Seguridad – más inflamable en caso de fugas. Mayores desafíos en los sistemas de detección de llama. 	<ul style="list-style-type: none"> Nuevo sistema de detección de fugas. Nuevo sistema de detección de llama.
Peso molecular	8 veces más liviano	<ul style="list-style-type: none"> Mayor tendencia a las fugas. 	<ul style="list-style-type: none"> Más conexiones soldadas, nuevos sellos/conexiones más herméticas.

2.4 Rutas de reconversión analizadas

Las alternativas de reconversión a analizar como parte del estudio son aquellas que actualmente tienen un desarrollo que incluya experiencias internacionales en generación eléctrica. A continuación, se presenta la evaluación preliminar de las rutas a estudiar como parte del estudio.

2.4.1 Centrales termoeléctricas a carbón

Las alternativas de reconversión de las centrales termoeléctricas a carbón que se han abarcado en este estudio se pueden dividir inicialmente en dos grupos, asociadas al objetivo principal del proyecto: proveer servicios de inercia y potencia reactiva, o generar electricidad, de acuerdo a los requerimientos del sistema.

El detalle de las rutas de reconversión se presenta en la Figura 7, destacando la alternativa (recuadro gris) y las principales instalaciones asociadas (recuadro azul).

¹² *Lean Blowout Limit*. Hace referencia al límite inferior de carga de la turbina, el cuál mejora con la inclusión de H₂. El *blowout* se produce cuando la llama se desprende del quemador y es físicamente "expulsada" de la cámara de combustión. Considerado como el límite de estabilidad estática de la reacción (Noble, y otros, 2006).

- Conversión del generador síncrono de una central termoeléctrica a un condensador síncrono. Se debe evaluar la reutilización del generador y sus componentes auxiliares de refrigeración, lubricación y la infraestructura eléctrica.
- Conversión de la central a una instalación de generación eléctrica que utilice hidrógeno o combustibles verdes (detalles en la Sección 2.1 y 2.2).

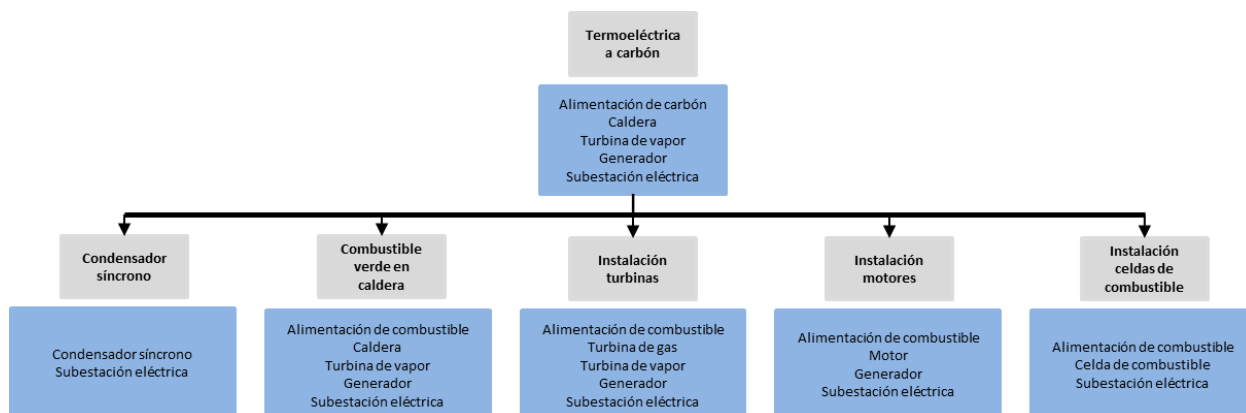


Figura 7: Rutas de reconversión analizadas para una central termoeléctrica a carbón. Fuente: elaboración propia.

Por otro lado, las alternativas de reconversión de las centrales termoeléctricas a carbón asociadas a la generación eléctrica mediante combustibles verdes se pueden dividir en dos grupos, dependiendo del potencial uso de la caldera como parte del proceso de reconversión. De esta forma, en el primer grupo se presentan las iniciativas asociadas a una potencial co-combustión de hidrógeno o amoníaco en caldera¹³, en cuyo caso el principal promotor de la tecnología es Japón. De hecho, Japón tiene como objetivo que el amoníaco proporcione más del 1% del suministro total de su demanda eléctrica al 2030, a través de su co-combustión en calderas de centrales termoeléctricas a carbón (Harding, 2020).

En el segundo grupo existen alternativas de generación eléctrica a partir de hidrógeno verde que no utilizan la caldera como parte del proceso de reconversión de la central. Se destaca la opción de instalar turbinas de gas, motores o celdas de combustibles. De esta forma, el presente informe está estructurado en el siguiente orden:

- La alternativa de reconvertir centrales en condensadores síncronos es presentada en la Sección 3.
- La alternativa de utilizar un combustible alternativo en la caldera es presentada en la Sección 4.1.
- La alternativa de instalar turbinas capaces de quemar hidrógeno es presentada en la Sección 4.2.
- La alternativa de instalar motores capaces de quemar hidrógeno es presentada en la Sección 4.3.
- La alternativa de instalar celdas de combustible a hidrógeno es presentada en la Sección 4.4.

¹³ Inicialmente, se considera la posibilidad de quemar porcentajes incrementales de gases verdes en caldera. La posibilidad de quemar 100% H₂ o NH₃ estará sujeta a los resultados obtenidos a partir de las pruebas con menores porcentajes de mezcla.

2.4.2 Centrales termoelectricas a gas

Las alternativas de reconversión de las centrales termoelectricas a gas a profundizar en este estudio están asociadas a la mezcla de hidrógeno con gas natural para reducir las emisiones de CO₂. Se identifican dos rutas de reconversión complementarias, cuyo desarrollo dependerá de las limitaciones técnicas de los equipos originales y la disponibilidad de hidrógeno a escala a partir de una infraestructura de generación, transporte y almacenamiento adecuadas (Gas Turbine World, 2021).

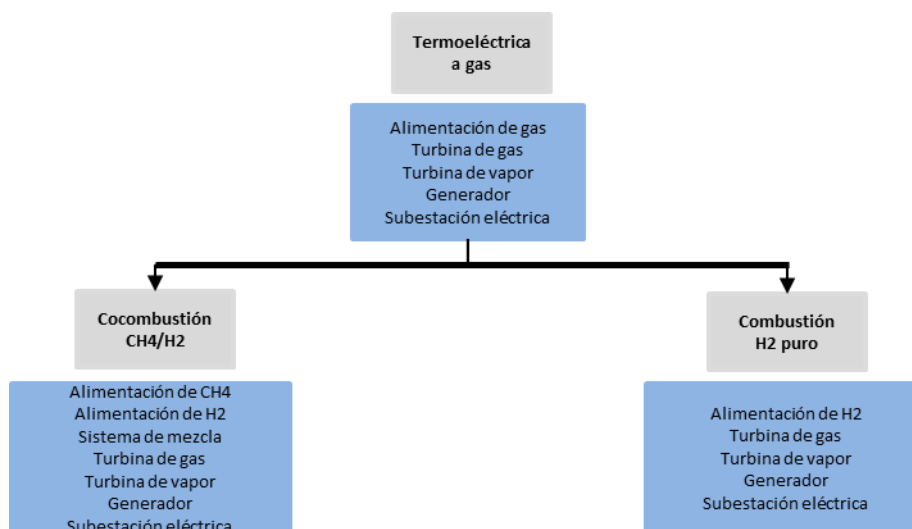


Figura 8: Rutas de reconversión para las centrales termoelectricas de gas. Fuente: Elaboración propia.

El detalle de las rutas de reconversión se presenta en la Figura 8, destacando la alternativa (recuadro gris) y las principales instalaciones asociadas (recuadro azul). El análisis de las rutas de reconversión para centrales termoelectricas de gas se presenta en la Sección 5.

2.5 Definición de bordes del sistema

Es necesario definir las condiciones de borde del sistema que se desea evaluar, dado que existen múltiples unidades de negocio que pueden ser independientes entre sí y que definirán cuál es la solución integral más adecuada a implementar para una determinada ubicación. El ejemplo para la combustión de amoníaco en una central termoelectrica a carbón es presentado en la Figura 9. Para cada etapa, se identifican los insumos, productos y principales residuos, de acuerdo a la definición de bordes del sistema. Así, se puede diferenciar entre:

- La central generadora de energía renovable capaz de abastecer parcial o totalmente a la unidad de generación de hidrógeno.
- El suministro de agua potable o sistema de desalinización.
- Las unidades de generación de hidrógeno mediante electrolizadores.
- El sistema de transporte y almacenamiento de hidrógeno.

- Una unidad de síntesis de combustible sintético a partir de hidrógeno.
- La central que utiliza el hidrógeno para generar electricidad.

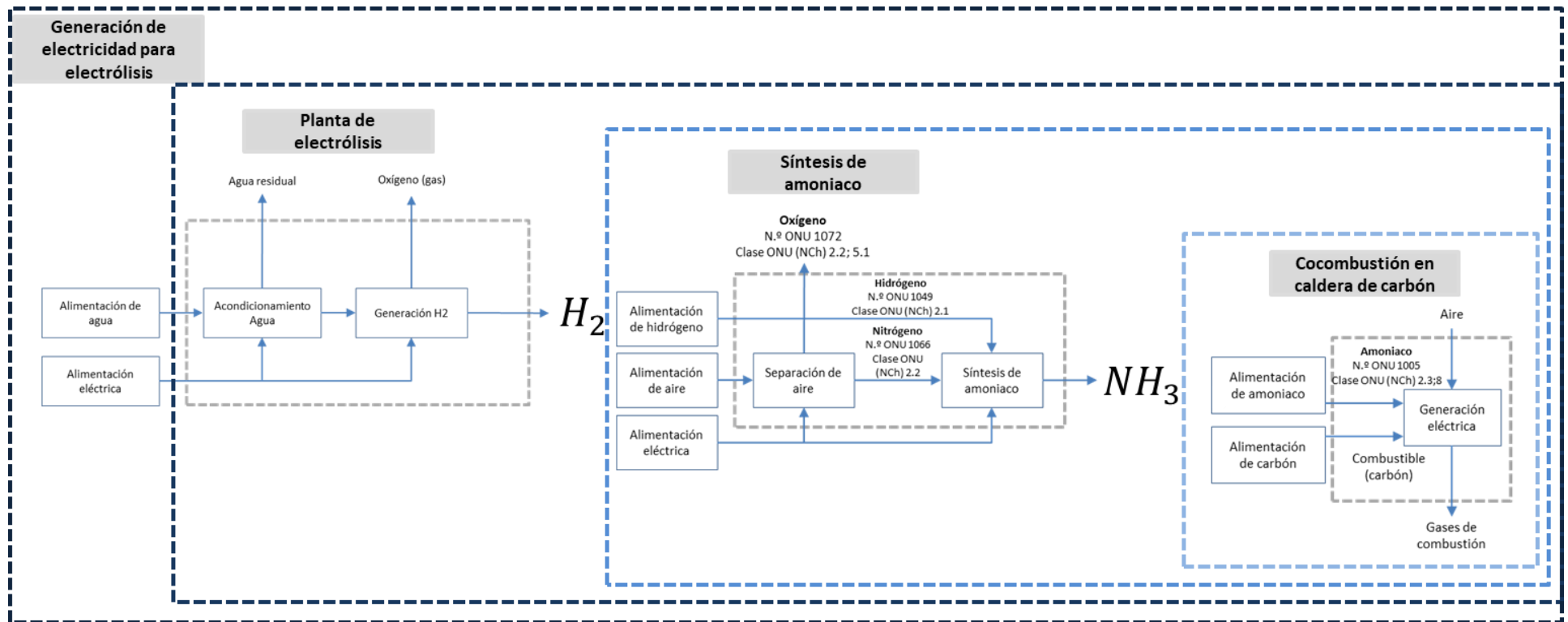


Figura 9: Ejemplo de la definición de bordes del sistema para la co-combustión de amoníaco en central a carbón. Fuente: elaboración propia.

Para efectos de este reporte, el análisis se concentra en la etapa de generación eléctrica a partir de combustibles verdes, por lo que se asume que existe disponibilidad de H_2/NH_3 . No obstante, para llevar a cabo un proyecto en específico, se recomienda evaluar la cadena de abastecimiento de H_2 , dado que ha sido señalada como un factor decisivo (y una limitante) en las evaluaciones de proyectos de combustión de H_2 para generación eléctrica en el extranjero.

3 Condensadores síncronos

Un sistema de potencia se regula manteniendo el voltaje y la frecuencia dentro de un rango establecido. Mientras mayor sea la inercia del sistema, la variación de voltaje y frecuencia ante una perturbación será menor, lo que permitirá mantener la estabilidad del sistema. Históricamente, la inyección de energía al sistema ha estado dada principalmente por generadores síncronos (Pérez, Astudillo, & Solis, 2021). Esta situación está cambiando con la instalación de generación que utiliza inversores.

Con la sustitución de la generación térmica convencional por generación renovable variable, la inercia tradicional disponible mediante la operación de centrales termoeléctricas se reduce. Sin el desarrollo de infraestructura adecuada, la frecuencia del sistema se vuelve más vulnerable en caso de perturbaciones graves (Nguyen, Yang, Nielsen, & Jensen, 2018).

3.1 Consideraciones generales

El retiro de una unidad de generación termoeléctrica reduce la capacidad de control de reactivos en el sistema, lo que puede producir un desafío en el área de control de tensión de la central (Fogarty & LeClair, 2011).

Un condensador síncrono es una máquina excitada por corriente continua, cuyo eje no está unido a ningún equipo motriz. El condensador tiene como objetivo compensar los cambios reactivos del sistema y mantener su punto de ajuste de tensión, variando la excitación o la intensidad del campo magnético del bobinado del condensador, generando o absorbiendo así potencia reactiva. Además, el condensador síncrono puede compensar algunos de los cambios de potencia reactiva requeridos por las cargas inductivas o capacitivas del sistema (EPRI, 2014). Existe la posibilidad de que el condensador síncrono se acople a un volante de inercia (Flywheel), en cuyo caso también aportaría inercia al sistema.

La reconversión de un generador accionado por turbina a un condensador síncrono requiere una ingeniería de detalle ya que implica cambios en los sistemas de control, protección y funcionamiento, además de cambios mecánicos (EME, 2017).



Figura 10: Reconversión de un generador a condensador síncrono de 140 MVA en Estados Unidos. Fuente: (EME, 2017).

Dentro de los principales cambios se destacan el desacople de la turbina del generador, la instalación de un medio de arranque para el condensador, el diseño e instalación de un nuevo sistema de control y la realización de pequeñas modificaciones mecánicas en el generador. Además, se debe evaluar la alternativa de incluir un volante de inercia (*flywheel*), cuyo objetivo es permitir que el condensador pueda proveer servicios de inercia. Un ejemplo de transformación de un generador en un condensador de 140 MVA se presenta en la Figura 10.

El detalle de los beneficios y aportes al sistema eléctrico asociados a la instalación de condensadores síncronos, de acuerdo con General Electric, es presentado en la Figura 11.



Mantener la inercia del sistema

Inercia equivalente o superior a la de una central eléctrica reemplazada. Soporte de tensión transitoria y en estado estacionario.



Capacidad de sobrecarga en el corto plazo

Grandes sobrecargas de corta duración hasta el doble de la capacidad de carga nominal.



Paso de baja tensión

Incluso en contingencias extremas de baja tensión, la inercia mecánica combinada con una excitación proporciona un apoyo estable y confiable.



Contribución de cortocircuito

En el punto de conexión; límite asociado a la capacidad del condensador.



Menor distorsión armónica

Reducción de la distorsión armónica de la tensión para un sistema robusto que ayude a operar redes con alta penetración renovables.



Bajos tiempos de instalación

Un condensador síncrono puede ser instalado en un periodo de 16 meses.



Bajos requisitos de mantenimiento

Inspecciones robóticas y supervisión remota para permitir inspecciones rápidas y mantenimiento predictivo.



Expectativa de vida

Expectativa de vida superior a 40 años, similar a la de una central generadora.

Figura 11: Ventajas de los condensadores síncronos. Fuente: adaptado a partir de: (General Electric, 2021).

Un condensador síncrono puede ser instalado en un tiempo reducido¹⁴; tiene requerimientos bajos de mantenimiento, y tienen una alta expectativa de vida asociada a una tecnología robusta y madura. De esta forma, se identifica a la instalación de condensadores síncronos como una solución conocida y robusta para aportar a la estabilidad del sistema (IEA, 2021).

A continuación, se presenta el detalle del proceso de reconversión y el potencial de reutilización de los equipos al transformar una central termoeléctrica a carbón a un condensador síncrono.

3.2 Proceso de reconversión y potencial de reutilización

Convertir un generador retirado para que funcione como condensador síncrono es una evaluación totalmente diferente a la instalación de un nuevo condensador, ya que casi el 90% del equipo necesario ya está instalado en la central, la interconexión con la subestación está establecida y el equipo auxiliar ha sido utilizado continuamente desde el comisionamiento (EPRI, 2014).

Los componentes restantes de la instalación termoeléctrica original que no serán utilizados en el proceso de reconversión se indican a continuación (detalles en la Figura 12):

- Todo lo relacionado con la generación de vapor, la caldera y el suministro de combustible.
- Los equipos de control de emisiones.
- La turbina (excepto la lubricación de la turbina, los cojinetes o los engranajes giratorios).

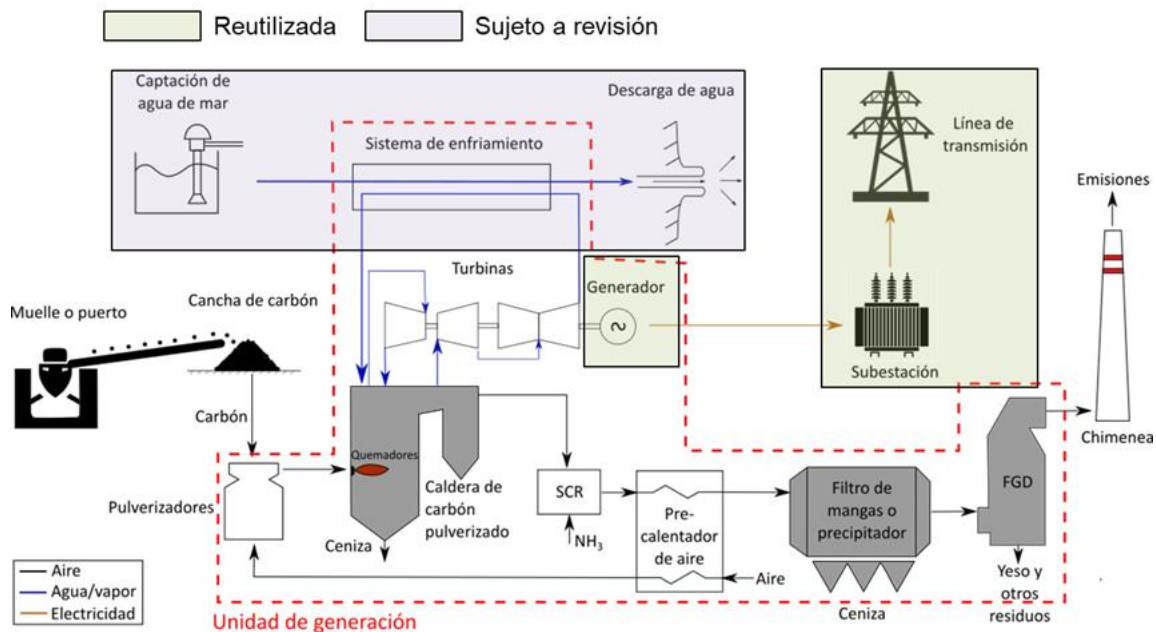


Figura 12: Posibles cambios para convertir una central termoeléctrica a carbón a condensadores síncronos. Fuente: Inodú.

¹⁴ El plazo típico, de acuerdo a entrevista con proveedores, es de 6 - 15 meses, dependiendo del alcance y la unidad.

De esta forma, se identifican una serie de componentes que sí son susceptibles a ser reutilizados, dependiendo de su estado al momento de llevar a cabo la reconversión. Preliminarmente, se prevé que se reutilizaría el generador y sus componentes auxiliares de lubricación y la infraestructura eléctrica (detalles en la Tabla 4). Dado que los requerimientos de enfriamiento del condensador síncronos son estructuralmente distintos a los de la central, se debe revisar si el sistema se refrigerará con agua del actual sistema de enfriamiento o mediante otro mecanismo.

Por último, y en base al análisis de reutilización llevado a cabo para los componentes potencialmente útiles, se debe realizar inversiones en nuevos equipos para instalar el condensador síncrono. Las dos principales inversiones están asociadas al sistema de accionamiento del arranque del condensador y la eventual necesidad de adquirir un nuevo sistema de excitación estática con fuente de potencial alimentada por transformador, dependiendo de la configuración original del generador – excitador.

Tabla 4: Equipos no reutilizados, reutilizados y adquiridos para reconvertir a condensadores síncronos. Fuente: (EPRI, 2014).

Equipos no reutilizados	Equipos reutilizados	Nuevos equipos
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sistema de generación de vapor. ▪ Caldera. ▪ Suministro de combustible. ▪ Equipos de control de emisiones. ▪ Turbina (excepto lubricación, cojinetes o engranajes giratorios). 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Generador y sus auxiliares. ▪ Transformador elevador del generador con sus auxiliares, refrigeración, interruptores, protección. ▪ Conexión de alta tensión entre el generador y el transformador elevador ▪ Sistema de refrigeración del bus de alta tensión. ▪ Flujos de agua al generador y auxiliares. ▪ Conjunto de engranaje giratorio. ▪ Sistema de excitación, regulación de voltaje y controles. ▪ Sistemas de medida y circuitos de protección. ▪ Banco de baterías de respaldo de la planta. Necesario para un apagado seguro del condensador y sus auxiliares. ▪ Protección contra incendios. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sistema de accionamiento de arranque del condensador. ▪ Nuevo sistema de excitación estática con fuente de potencial alimentada por transformador, dependiendo de la configuración del generador – excitador. ▪ Nuevo conjunto de engranajes de giro, en caso de no poder utilizar el antiguo. ▪ Nuevo regulador de voltaje, en caso de no poder ajustar el antiguo. ▪ Nuevas bombas de agua y aceite de refrigeración y lubricación, respectivamente. ▪ Añadir un eje secundario si hay que instalar un nuevo cojinete de empuje. ▪ Sistema de elevación de aceite de los cojinetes del condensador. ▪ Volante de inercia, para proveer servicios de inercia.

El proceso de reconversión de una unidad de generación asociada a una turbina en un condensador síncrono se realiza en tres pasos principales:

- I. Estudio de factibilidad técnica.
- II. Trabajo mecánico en la turbina y el generador.
- III. Trabajo eléctrico en el generador y los sistemas auxiliares.

El detalle de los tres pasos principales del proceso de reconversión es presentado a continuación.

3.2.1 Estudio de factibilidad técnica

En el estudio de factibilidad técnica se investigan el estado de los componentes existentes, especialmente en lo que respecta a la reconstrucción mecánica, y se eligen nuevos componentes según se necesite. Si las pruebas están fuera de los parámetros aceptables, se debe decidir en función de las restricciones de presupuesto y calendario si es que se toman medidas correctivas, ya que los costos de las reparaciones pueden complejizar la evaluación económica global (EPRI, 2014). El detalle de los principales componentes a revisar en el estudio de factibilidad técnica es presentado en la Tabla 5.

Tabla 5: Componentes por revisar como parte del estudio de factibilidad técnica. Fuente: (EPRI, 2014).

Sistema	Componentes por revisar
Lubricación	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sistema de lubricación de rodamientos
Refrigeración	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Problemas de refrigeración del aire, filtros y limpieza de los conductos de refrigeración¹⁵ ▪ Almacenamiento de hidrógeno para refrigeración (en caso de contar con sistema de refrigeración con hidrógeno). ▪ Sistema de refrigeración de hidrógeno, limpieza, fugas, pruebas de presión (en caso de contar con sistema de refrigeración con hidrógeno). ▪ Sistema de agua de refrigeración del estator
Generador	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sistema de excitación, escobillas, regulador de tensión ▪ Rodamientos del generador y del excitador
Eléctrico	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Transformadores de alta tensión para generadores ▪ Transformadores de corriente y transformadores de potencial para casquillos de generadores ▪ Estado del bus de alta tensión del generador ▪ Transformador elevador del generador y los transformadores auxiliares ▪ Interruptores de alta tensión para generadores y transformadores

Es necesario investigar el procedimiento de puesta en marcha desde el punto de vista mecánico y eléctrico; todos los parámetros necesarios, como la potencia de aceleración inicial y el tiempo de funcionamiento, deben ser calculados o revisados. El generador existente no puede funcionar en condiciones críticas, por ejemplo, en lo que respecta al calentamiento del estator durante el arranque. Es necesario comprobar la ampliación de la vida útil de los dispositivos existentes y coordinarla con la modernización opcional de los componentes afectados (Deecke & Kaweck, 2015).

3.2.2 Trabajo mecánico en la turbina y el generador

La turbina ya no es necesaria, por lo que en esta etapa se desacopla del generador. Dependiendo de las características específicas de la instalación y las restricciones de espacio, la turbina podría permanecer en el lugar o ser retirada. La conexión entre la turbina y el generador debe ser sustituida por una extensión del eje y un cojinete, por razones de estabilidad (EPRI, 2014).

¹⁵ Para unidades con sistemas de refrigeración de aire, se espera que el sistema se mantenga en funcionamiento; no se esperan cambios (EPRI, 2014).

Durante esta etapa también hay que revisar otros componentes, como los sistemas de lubricación con aceite y los cimientos. Normalmente se sufren pérdidas de los sistemas de bombeo del eje principal (la mayoría de los generadores asociados a turbinas comparten sistema de lubricación), por lo que es necesario realizar cambios en el sistema de aceite lubricante. Estos suelen incluir la adición de una bomba accionada por un motor de corriente alterna y un sistema de calentamiento de aceite lubricante externo (EME, 2017).

Como la turbina ya no está conectada al generador, es necesario diseñar e implementar un nuevo sistema de arranque. En la mayoría de los casos, un simple motor neumático con frecuencia variable puede asumir esta función (Deecke & Kawecki, 2015).

3.2.3 Trabajo eléctrico en el generador y los sistemas auxiliares

De acuerdo con la edad de la central termoeléctrica a reconvertir y la funcionalidad de sus componentes, se debe hacer una reconfiguración o una nueva instalación completa de los sistemas. Las principales instalaciones que se recomienda revisar se listan a continuación (Deecke & Kawecki, 2015):

- Instalación del convertidor de frecuencia de arranque, los transformadores de frecuencia de arranque y los equipos de conmutación de media tensión, entre otras posibles modificaciones.
- Modificación del sistema de protección del generador y sincronizador, del sistema de excitación y del conducto del bus del generador.

Es deseable que la mayoría de los componentes puedan ser reutilizados y, por tanto, la inversión inicial se limite a las modificaciones necesarias.

3.3 Experiencias en el extranjero

Los condensadores síncronos son una tecnología con presencia a nivel internacional, cuyo nivel de madurez tecnológica (TRL, por sus siglas en inglés) es de 9 – se trata de un sistema listo para ser implementado a gran escala (ENTSOE, 2020).

A modo de ejemplo, el operador de la red del sur de Australia en 2019 decidió instalar cuatro condensadores síncronos de alta inercia con el objetivo de garantizar un funcionamiento seguro del sistema sin tener que forzar a la generación termoeléctrica a permanecer en funcionamiento. Del mismo modo, en 2018 se instalaron condensadores síncronos en la zona de mayor viento de Texas, Estados Unidos, que tiene una importante capacidad de generación eólica pero una escasez de generadores síncronos (IEA, 2021).

La Tabla 6 presenta casos de instalaciones en funcionamiento a nivel internacional, destacando el país y lugar de instalación, el año de comisionamiento, una descripción del proyecto y el diseño.

Tabla 6: Principales instalaciones de condensadores síncronos a nivel internacional. Fuente: (ENTSOE, 2020).

País	Lugar	Año	Descripción	Diseño
Alemania	Hesse	2013	Conversión de una central nuclear de 2,5 GW a condensadores síncronos.	El condensador regula la potencia reactiva de -400 a +900 MVar. Para el arranque del generador se instaló un convertidor de arranque de media tensión de 14 MW conectado a un nuevo transformador de 18,3 MVA.
	Oberottmarshausen	2018	Retiro de central nuclear de 1,3 GW hizo que fuese necesario adoptar medidas para mantener los niveles de inercia y potencia reactiva, para garantizar la estabilidad de la red.	Potencia reactiva de +340 a -170 MVar con un funcionamiento optimizado en cuanto a pérdidas y vida útil.
Australia	Sur de Australia	2019	Instalación de condensadores síncronos de alta inercia para garantizar funcionamiento seguro, sin obligar a la generación térmica a permanecer en funcionamiento.	Cuatro condensadores síncronos de alta inercia, con 575 MVA nominales c/u, 275 kV de capacidad de falla para cumplir con el nivel de umbral mínimo de inercia del sistema eléctrico.
Dinamarca	Subestaciones Bjæverskov, Fraugde y Herslev	2015	Estabilizar su sistema de transmisión de electricidad y apoyar una mayor generación de energía eólica.	Cada condensador síncrono suministra más de 900 MVA de potencia de cortocircuito y +215/-150 MVar de potencia reactiva. Tiempo de arranque hasta 3.000 rpm en 10 minutos.
Estados Unidos	Subestación Granite	2008	Cerca de punto de inestabilidad de tensión. Dispositivo de control continuo de potencia reactiva es fundamental para evitar el colapso de la tensión.	Cuatro condensadores de sincronización de +25/-12,5 MVar, cuatro bancos de derivación de 25 MVar (MSC), dos transformadores de cambio de fase, sistema de control integrado.
	Estación Blackwater	2019	Líneas de transmisión de larga distancia susceptibles a condiciones de cortocircuito; reto para el control y los sistemas electrónicos de potencia para el convertidor de corriente continua de alta tensión y parques eólicos cercanos a la estación.	El condensador síncrono fue seleccionado para proporcionar 959 MVA de potencia de cortocircuito en la estación de 362 kV de Blackwater.
Italia	Codrongianos	2014	Estabilización de la red de Cerdeña vía instalación de dos condensadores.	2 condensadores síncronos de 250 MVar para estabilizar la red de Cerdeña. Velocidad: 3000 rpm. Tensión: 19 kV.
	Brindisi	2020	Instalación de dos condensadores síncronos en la subestación de Brindisi.	Cada unidad de condensador síncrono suministrará una potencia reactiva de hasta +250/-125 MVar para apoyar la estabilidad de la red italiana.

A partir de la tabla se identifica que la mayoría de los proyectos están asociados a condiciones de inestabilidad en zonas específicas de cada sistema eléctrico; apoyo al sistema ante el creciente porcentaje de participación de energía renovable variable; y provisión de inercia y potencia reactiva ante la salida de operación de algún tipo de unidad generadora con capacidad de proveer ambos servicios.

No obstante, la instalación de condensadores síncronos a partir de la reconversión de centrales termoeléctricas cuenta con menor experiencia en ámbito internacional.

A continuación, se presentan en detalle dos experiencias a nivel internacional de instalación de condensadores síncronos: el caso de Dinamarca y su relación con la energía eólica, y el caso de Estados Unidos de acuerdo con las unidades de AES Gener en Huntington Beach y el sistema de ERCOT en Texas.

3.3.1 Dinamarca

Dinamarca es un país con alta penetración de energías renovables variables (principalmente eólica) y se espera que la integración de energías renovables siga creciendo¹⁶. Sin embargo, la estabilidad de la frecuencia y los niveles de corriente de falla surgieron como limitantes al avance de las energías renovables, por lo que fue necesario implementar soluciones técnicas locales. Por lo anterior, Dinamarca ha desplegado siete condensadores síncronos, que ascienden a 1,82 GW, para hacer frente a la contribución al cortocircuito, la gestión de la tensión y las limitaciones de robustez, sobre todo en momentos de funcionamiento reducido de la generación síncrona¹⁷ (IEA, 2021). El detalle de la distribución de los condensadores en el sistema de transmisión de Dinamarca se presenta en la Figura 13.

En el caso de los condensadores instalados en las subestaciones de Bjæverskov, Fraugde y Herslev, cada condensador puede suministrar más de 900 MVA de potencia de cortocircuito y +215/-150 MVar de potencia reactiva. El tiempo de arranque está diseñado para que los generadores puedan alcanzar hasta 3.000 rpm en 10 minutos y estar sincronizados con la red de transmisión. Los equipos se caracterizan por su eficiencia, bajas emisiones de ruido y bajos costos de instalación y puesta en marcha (ENTSOE, 2020).

¹⁶ A modo de ejemplo, en septiembre del año 2019 la generación eólica ya excedía la demanda del país en periodos de alta generación (IEA, 2021).

¹⁷ Además, Dinamarca exige que las nuevas centrales eléctricas de más de 1,5 MW sean capaces de soportar tasas de cambio de frecuencia superiores a 2,5 Hz/s y que las centrales solares y eólicas más pequeñas, de hasta 11 kW, soporten esos cambios durante al menos 200 milisegundos para evitar disparos masivos durante los eventos del sistema (ENTSOE, 2020).



Figura 13: Distribución de los condensadores síncronos a lo largo de la red de transmisión de Dinamarca. Fuente: (IEA, 2021).

Dado que los condensadores síncronos de las subestaciones de Bjæverskov, Fraugde y Herslev están diseñados para un funcionamiento continuo y la provisión de corrientes de cortocircuito cuando se producen caídas de tensión en la red, se les exige una disponibilidad mínima del 98%. Los equipos están operativos desde el 2015 y compensan los cambios reactivos de la red de Dinamarca, manteniendo su punto de ajuste de tensión.

3.3.2 Estados Unidos

Durante el año 2016 se llevó a cabo un análisis para evaluar la propuesta de traslado de una parte del sistema eléctrico de la empresa Lubbock Power and Light (LP&L), perteneciente a la red del Southwest Power Pool (SPP), al Electric Reliability Council de Texas (ERCOT), operador de la red eléctrica del estado de Texas, Estados Unidos.

Como parte del análisis se completaron simulaciones de costos de producción para comparar el costo total de producción del sistema ERCOT con y sin la integración del sistema de LP&L en ERCOT. Además, se estimó el beneficio potencial del costo de producción de aumentar el límite de exportación de energía en la región de Panhandle de ERCOT mediante la conversión de las turbinas de vapor alimentadas con gas natural Coque 1 y 2 de LP&L a funcionamiento como condensadores síncronos. El análisis llevado a cabo es sintetizado a continuación:

- Previo al estudio, las unidades de Coque 1 y 2 de LP&L estaban fuera de servicio (reserva fría).

- La estimación preliminar de los costos de conversión de cada unidad fue de 6,5 millones de dólares.
- Los beneficios asociados a la conversión de las unidades fueron estimados a través de un aumento de la capacidad de exportación de energía de la región de Panhandle de 83 MW.

En paralelo, ERCOT también evaluó la adición de una nueva unidad condensadora síncrona de 175 MVar en la subestación de Windmill en el Panhandle, con un costo de aproximadamente 39,5 millones de dólares y un potencial aumento en el límite de exportación de Panhandle en aproximadamente 369 MW. El detalle de las inversiones involucradas, el aumento potencial en el límite de exportación y el ahorro potencial en millones de dólares (MUSD) para los años 2020 y 2025 es presentado en la Tabla 7.

Tabla 7: Inversiones analizadas como parte del estudio llevado a cabo por ERCOT. Fuente: (ERCOT, 2017).

Caso	Estimación de costos (MUSD)	Aumento en el límite de exportación (MW)	Ahorro potencial 2020 (MUSD)	Ahorro potencial 2025 (MUSD)
Conversión Unidades Coque 1, 2	13	75	1,1	5,3
Condensador en Windmill	39,5	332	2,6	14,6

Los resultados del análisis de los costos de producción indicaron un ahorro menor en el año de estudio 2020 para ambas opciones. Sin embargo, se observó un ahorro anual de costos de producción de 5,3 y 14,6 millones de dólares en 2025, con mayor potencial de ahorro para la instalación del condensador en la subestación de Windmill.

La inversión estimada de añadir una unidad de condensador síncrono de 175 MVar en Windmill fue aproximadamente tres veces superior a la inversión asociada a convertir las unidades de coque en unidades de condensador síncrono, mientras que el aumento del límite de exportación de Panhandle fue más de cuatro veces superior al añadir un condensador síncrono de 175 MVar en Windmill.

De esta forma, el estudio de ERCOT demostró que la instalación de una unidad de condensador síncrono de 175 MVar en Windmill sería más rentable (por el aumento del límite exportación) que la conversión de las unidades a condensador síncrono (ERCOT, 2017).

Esta experiencia da cuenta de la relevancia de llevar a cabo un análisis sistémico para evaluar los potenciales beneficios asociados a la inclusión de una instalación de condensadores síncronos, destacando la relación entre el potencial ahorro en las inversiones asociado a la reconversión de centrales termoeléctricas y la estimación de los beneficios asociados al punto de conexión al sistema.

3.4 Análisis de costos

El análisis de costos de la instalación de un condensador síncrono debe ser desarrollado caso a caso, dependiendo del potencial de reutilización de la infraestructura original de la central y los requisitos de inversión asociados (detalles en el Capítulo 7).

De acuerdo a entrevistas realizada con un proveedor, se identifican dos principales inversiones asociadas al proceso de reconversión, cuyo costo se presenta en millones de dólares (MUSD):

- Proceso de reconversión 1,8 – 2 MUSD.
- Compra de un *flywheel* e ingeniería asociada a su inclusión, para que el equipo provea servicios de inercia, con un costo estimado de 1 – 1.5 MUSD.

Adicionalmente, se presentan los costos asociados a dos experiencias de reconversión en el extranjero. El detalle de los costos asociados se presenta en la Tabla 8.

Tabla 8: Estimación de costos asociados a la reconversión a condensadores síncronos. Fuente: (Energinet, 2020).

Sistema	Cantidad	CAPEX (MUSD ¹⁸)
ERCOT, Estados Unidos	2	14,6
Montreal, Canadá	2	5,36

Se observan un rango de precio entre 2,7 y 7,3 millones de dólares por cada condensador síncrono en las experiencias a nivel internacional. No obstante, se debe destacar que la evaluación depende de las características de la central a estudiar.

3.5 Aspectos asociados a la localización y pertinencia ambiental

Un proyecto de reconversión de una central a carbón a condensadores síncronos debe ingresar al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), al tratarse de una modificación de un proyecto existente (DS 40, Artículo 2, letra g).

Se debe considerar lo establecido en el Artículo 11 ter de la Ley 19.300, es decir, “la calificación ambiental deberá recaer sobre la modificación y no sobre el proyecto o actividad existente, aunque la evaluación de impacto ambiental considerará la suma de los impactos provocados por la modificación y el proyecto o actividad existente para todos los fines legales pertinentes”.

Se debe utilizar las normas de referencia indicadas en el Artículo 11 del DS 40 para evaluar si el proyecto genera o presenta el riesgo indicado en la letra a) y los efectos adversos señalados en la letra b) del artículo 11 de la Ley sobre Bases Generales del Medio Ambiente (Ley 19.300). En general, dada las características

¹⁸ Se utilizan USD 2021.

de un condensador síncrono, no se debieran presentar el riesgo indicado en la letra a) y los efectos adversos señalados en la letra b) del artículo 11 de la Ley sobre Bases Generales del Medio Ambiente.

4 Tecnologías de reconversión de centrales termoeléctricas a carbón mediante el uso de combustibles verdes

La combustión de hidrógeno ofrece una prometedora vía de almacenamiento y conversión de energía. No obstante, el hidrógeno no es un combustible que se pueda utilizar directamente en la mayoría de las instalaciones actuales de conversión de energía. Las principales modificaciones por considerar incluyen los sistemas de alimentación del combustible, las válvulas y las tuberías, y la cámara de combustión.

4.1 Quema de combustible verde en caldera

La co-combustión y el reemplazo total del carbón por gas natural se ha considerado como un método de reconversión de centrales termoeléctricas, con el objetivo de reducir las emisiones de CO₂, NO_x y SO_x al desplazar parte del aporte de calor del carbón por el gas natural, sin grandes cambios en las características de transferencia de calor radiante y convectivo de la caldera.

Al evaluar la reconversión de una caldera de carbón para quemar exclusivamente gas natural, se debe retirar el sistema de quemado existente e instalar el equipo de combustión de gas necesario. Entre otros, se incluye un nuevo sistema de transporte de combustible de gas natural, es decir, estación de medición de gas, estación de reducción de presión, tuberías; quemadores de gas, sistema de ignición y escáneres de llama (Lee & Coyle, 2014).

No obstante, dado el origen fósil del gas natural y sus consecuentes emisiones de gases de efecto invernadero, existen propuestas alternativas a la reconversión de una central termoeléctrica de carbón o gas natural, en cuyo caso el combustible a utilizar es sintetizado a partir de energía renovable:

- La instalación de un sistema de combustión alimentado con hidrógeno. De acuerdo a las entrevistas realizadas por el consultor a General Electric, existe la alternativa de evaluar la factibilidad técnica de co-combustión de hidrógeno en calderas de carbón pulverizado, dependiendo del tipo de quemadores de la caldera (tangenciales o frontales) y los requisitos de mezcla. No se identifican experiencias prácticas en la industria de generación eléctrica, pero sí se indica la presencia de co-combustión de altos porcentajes de H₂ en calderas asociadas a la industria química.
- La co-combustión de amoníaco con carbón, vista como alternativa transitoria de baja complejidad de implementación, lo que puede cumplir un rol de aprendizaje para un mayor escalamiento. Al mismo tiempo, esta alternativa permite contar con más tiempo para un mayor nivel de maduración de opciones tecnológicas. Su principal impulsor es Japón, país en el cual el amoníaco debería proporcionar más del 1% del suministro total de electricidad al 2030 (Harding, 2020).

A continuación, se presentan las principales consideraciones para implementar un sistema de co-combustión de H₂ o NH₃ en centrales termoeléctricas a carbón.

4.1.1 Consideraciones generales

Hidrógeno

La inclusión de H_2 en calderas no presenta experiencias prácticas a nivel de generación eléctrica. No obstante, de acuerdo con información de General Electric, existe experiencia con respecto a la factibilidad técnica de instalar quemadores de H_2 en calderas de la industria química, con porcentajes de mezcla cercanos al 80% (energético) en calderas diseñadas para operar con gas natural y 30% (energético) en calderas de carbón pulverizado.

Los desafíos asociados a la combustión de H_2 presentados en la Sección 2.3 tendrán un impacto en el proceso de combustión a llevar a cabo dentro de la caldera, cuyas consecuencias dependerán de la disposición del sistema de quemadores.

En los sistemas de quemadores tangenciales (*T-fired*) el combustible y el aire de combustión se introducen en las esquinas del hogar, pero el proceso de combustión tiene lugar en el cuerpo principal del hogar. Durante las partidas, los sistemas de quemadores tangenciales operan con una llama separada e independiente que emana de cada punto de admisión de combustible en funcionamiento (boquilla, detalles a la izquierda de la Figura 14). Cada llama se controla de forma independiente mediante el uso de un sistema de ignición con combustible de apoyo. Cuando se opera a cargas superiores a 30% de la capacidad de diseño de la caldera¹⁹ (a la derecha de la Figura 14), las características del sistema de quemadores tangenciales se modifican (detalles a la derecha de la Figura 14) con una sola envoltura de llama (Bozzuto, 2009).

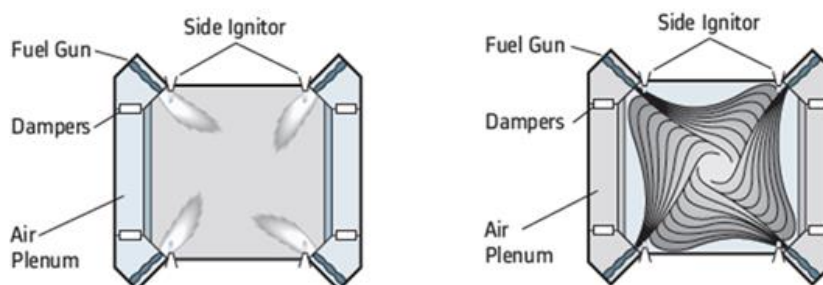


Figura 14: Patrón de combustión de quemadores tangenciales a baja carga (izquierda) y alta carga. Fuente: (Bozzuto, 2009).

Por su parte, los sistemas de combustión frontal con quemadores horizontales presentan, en todo el rango de carga, las características individuales del quemador que la configuración tangencial presenta a baja carga. Así, la llama producida en un punto de combustión no proporciona energía de encendido para el combustible admitido en los otros lugares. Una vez que el carbón se enciende, los productos calientes de la combustión se propagan hacia la boquilla para proporcionar la energía de encendido necesaria para una combustión estable (Bozzuto, 2009).

¹⁹ Valor estimado de acuerdo al combustible de diseño (carbón pulverizado). Se debe evaluar el comportamiento de la llama al intercambiar los quemadores por sistemas que operen con H_2 .

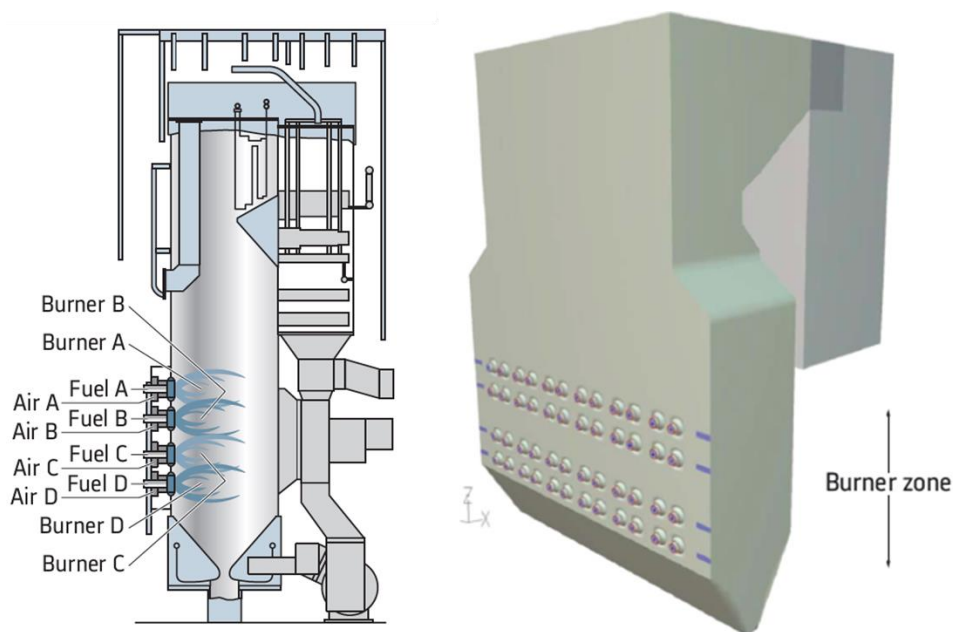


Figura 15: Diagrama de quemado frontal. Fuente: (Bozzuto, 2009).

La experiencia práctica a la fecha da cuenta de desarrollos de combustión de H_2 en calderas de quemadores tangenciales, debido a que es el diseño que predomina en la industria química de Estados Unidos. La implementación ha sido en industrias que cuentan con H_2 como subproducto de procesos adyacentes.

Amoniaco

El NH_3 es esencial como aditivo químico en el manejo de las emisiones de las centrales termoeléctricas a carbón, dado que es inyectado en las calderas para promover la reducción catalítica selectiva (SCR) de NO_x , y la mayoría de las centrales térmicas a gran escala tienen instalado tanques de amoníaco con ese fin. La co-combustión de NH_3 – carbón ha sido señalada como una tecnología de reducción de CO_2 de bajo costo que no requeriría una gran remodelación de las instalaciones de generación de energía a base de carbón maximizando el uso de la infraestructura existente (Kobayashi, Hayakawa, Kunkuma, & Okafor, 2018) (Shiozawa, 2020).

No obstante, la utilización del amoníaco como combustible está sujeta a limitaciones y debe ser evaluada caso a caso, ya que el amoníaco posee características de combustión diferentes al carbón y el gas natural. El calor de combustión del amoníaco y la velocidad máxima de combustión laminar de una llama de una mezcla NH_3 – aire son menores. Además, el rango de inflamabilidad de la mezcla NH_3 – aire es más estrecho y la temperatura de ignición es más alta²⁰, lo que indica que el amoníaco tiene una baja inflamabilidad. Por último, la temperatura de la llama de la mezcla NH_3 – aire es menor y la transferencia de calor por radiación de la llama también es menor que la de las llamas de hidrocarburos, debido a la inexistencia de CO_2 en los productos. Un reto adicional de la combustión de la mezcla NH_3 – aire está

²⁰ 650 °C, a diferencia de los 600 °C de una mezcla estequiométrica CH_4 – aire y los 520°C de una mezcla H_2 – aire.

relacionado con la elevada emisión de NO_x del combustible. De esta forma, una de las precauciones asociadas a la co-combustión es la correcta colocación de los quemadores, ya que un mal manejo podría dar lugar a temperaturas excesivas o a una combustión incompleta en determinadas zonas.

De esta forma, la Agencia Internacional de Energía (IEA) destaca a la co-combustión NH_3 – carbón como una alternativa que posee el potencial de ser una vía de reducción de emisiones en el corto plazo aunque no se haya implementado a la fecha. Un 20% de co-combustión NH_3 – carbón a nivel mundial al año 2030 conduciría a una demanda de amoníaco de hasta 670 megatoneladas o una correspondiente demanda de hidrógeno de 120 megatoneladas (IEA, 2019).

4.1.2 Proceso de reconversión y potencial de reutilización

Una ventaja del proceso de reconversión de una central termoeléctrica a carbón para utilizar H_2 o NH_3 como combustible de apoyo es la posibilidad de utilizar la infraestructura completa de la central en retiro, con una disminución de las emisiones proporcional al porcentaje de mezcla²¹. El detalle de la infraestructura reutilizada y las principales modificaciones es presentado en la Figura 16.

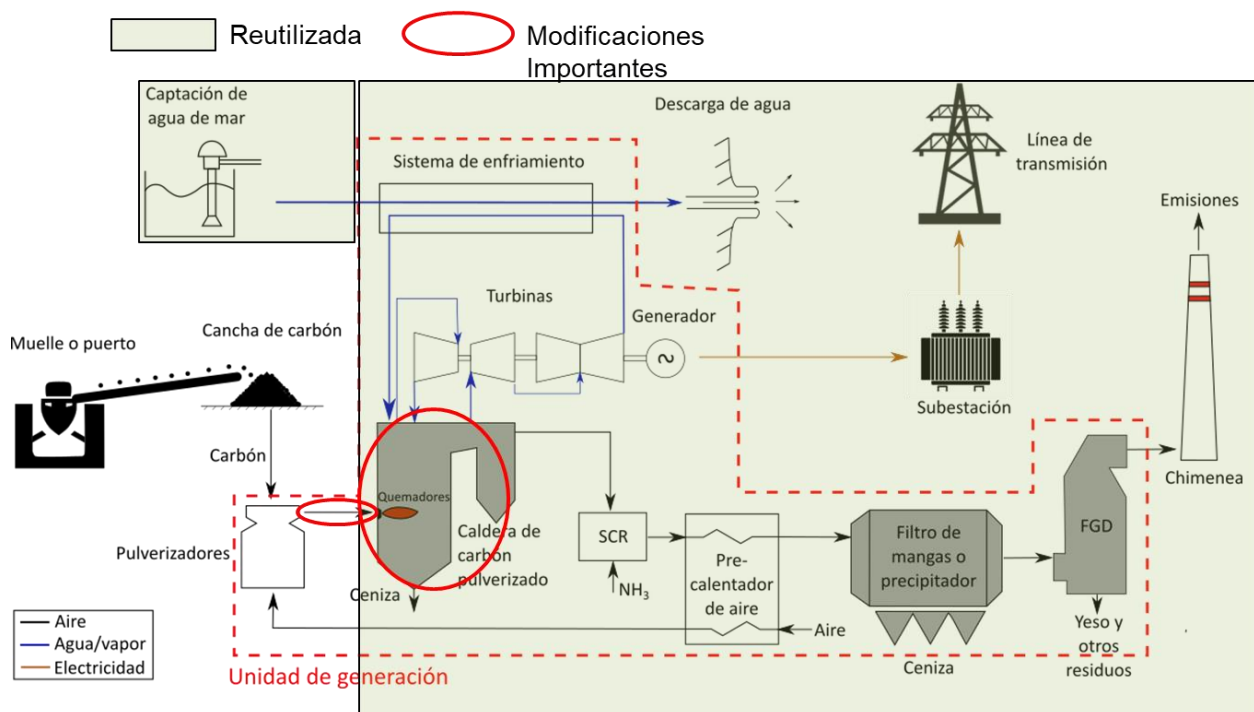


Figura 16: Posibles cambios para convertir una central termoeléctrica a carbón a co-combustión H_2/NH_3 . Fuente: Inodú.

De acuerdo a la estrategia presentada por General Electric, el proceso de pruebas para una eventual reconversión de una central a carbón a H_2 es el siguiente:

²¹ Porcentaje de mezcla evaluado con respecto a los requisitos energéticos de la caldera, al tratarse de una cocombustión de un combustible sólido y uno gaseoso. Se debe diferenciar de la mezcla de H_2 o NH_3 con gas natural, en cuyo caso se debe clarificar si el porcentaje de mezcla está asociado al volumen o al aporte energético.

El detalle del proceso de reconversión recomendado se presenta a continuación:

1. Se definen los requisitos del cliente y las exigencias de quemado de H_2 .
2. Se llevan a cabo pruebas de laboratorio en Estados Unidos de acuerdo al diseño de la caldera. Para calderas de quemadores tangenciales existe experiencia práctica, por lo que se prevé un menor tiempo de desarrollo previo a la implementación. Para calderas de quemadores frontales, se debe evaluar la estabilidad de la combustión de H_2 en laboratorio, para luego iniciar las pruebas en la central a reconvertir.
3. Evaluación de factibilidad técnica y estabilidad de quemado en un nivel de quemadores de H_2 , en reemplazo de aquellos para carbón pulverizado, alcanzando porcentajes de co-combustión de 25-30% de H_2 o NH_3 (energético).
4. A partir de los resultados obtenidos, se evalúa la extensión a otros niveles de quemadores.

El reemplazo de un nivel de quemadores de carbón pulverizado por equipos aptos para la combustión de H_2 debe incluir el sistema de abastecimiento de combustible, almacenamiento y tuberías de transporte a la caldera, además de un sistema de control de la combustión que incluya sensores de estabilidad de llama y equipos de detección de fugas.

A partir del análisis realizado, se concluye que es una alternativa que puede ser técnicamente factible, pero que aún no se encuentra implementada en el mercado y está sujeta a pruebas de laboratorio que dependerán del diseño de la caldera a reconvertir.

Para el caso del NH_3 , se identifican algunas experiencias de prueba llevadas a cabo en Japón. Algunas de las inversiones necesarias para poder adaptar la unidad generadora a la combustión del NH_3 son:

- Sistema de abastecimiento y almacenamiento de NH_3 .
- Sistema de vaporización de NH_3 para su inyección a los sistemas de tuberías de caldera.
- Sistema de quemadores duales NH_3 – carbón.

Un ejemplo de los sistemas de quemadores duales NH_3 – carbón, previsto como una modificación parcial de los sistemas de quemadores de carbón pulverizado por la empresa japonesa JERA, es presentado en la Figura 17.

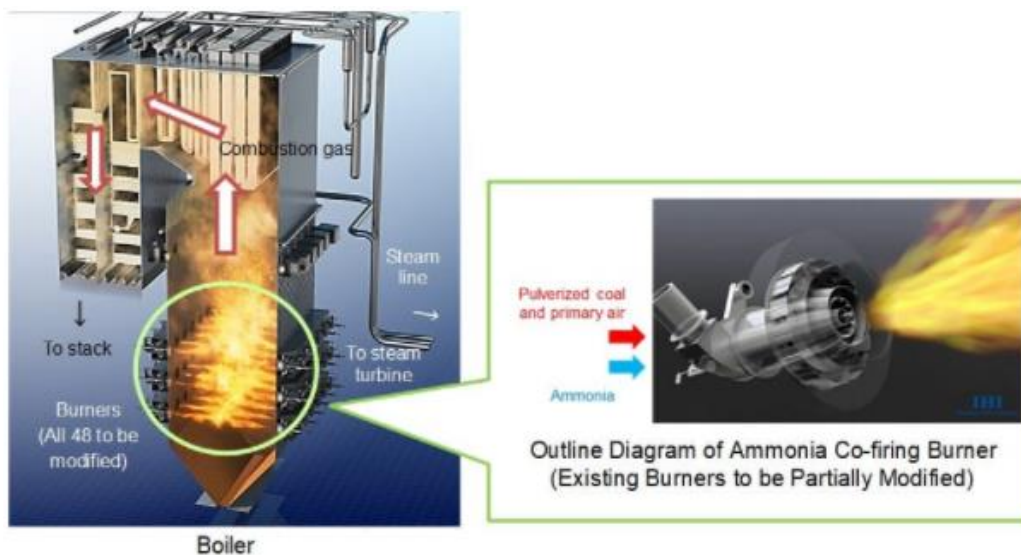


Figura 17: Ejemplo de adaptación de los quemadores para una cocombustión NH_3 – carbón. Fuente: (Proctor, 2021).

En este caso, el sistema de quemadores originales de la caldera contaba con la alternativa de quemar gases producidos en una planta industrial aledaña. Por ende, para maximizar la reutilización de la infraestructura, se realizaron modificaciones a los quemadores originales para poder quemar NH_3 (no obstante, se instalaron nuevos sistemas de alimentación de combustible específicos para NH_3 , como medida de seguridad). Luego, se trabajó con porcentajes de mezcla inferiores al 1% (energético) de NH_3 . Para un eventual reemplazo total del carbón por NH_3 en un nivel de quemadores, se requiere un sistema que sea capaz de quemar 100% NH_3 .

El detalle de algunas de las experiencias es presentado a continuación.

4.1.3 Experiencia en el extranjero relativa a NH_3

Hasta ahora, el estudio y las primeras experiencias prácticas de combustión conjunta NH_3 - carbón se limitan a Japón. La empresa Chugoku Electric Power Co. Ltd. llevó a cabo una prueba de demostración de la combustión conjunta de carbón y NH_3 en la unidad 2 de la central térmica de Mizushima, cuya potencia nominal es de 156 MW. La proporción de NH_3 en la mezcla fue únicamente entre un 0,6 y 0,8%, debido a la capacidad limitada del vaporizador de NH_3 existente, lo que demuestra que la combustión de NH_3 en caldera es una iniciativa que aún no ha sido implementada a gran escala. Los principales resultados de la prueba son listados a continuación:

- La prueba de demostración confirmó que las emisiones de CO_2 se redujeron, de acuerdo a la cantidad de co-combustión de NH_3 . Se espera que un 20% de co-combustión reduzca en un 20% las emisiones.
- El NH_3 utilizado como combustible se quemó por completo y no se emitió fuera de la central. Para confirmar los resultados, se midió la temperatura de combustión, la concentración de NH_3 residual a la salida de la caldera y al interior del horno.
- Las emisiones de NO_x no fueron significativamente diferentes de las de centrales de 100% carbón.

- La central cumplió las normas medioambientales sin inconvenientes.

Así, se comprobó que la tecnología de cocombustión NH_3 – carbón puede aplicarse a centrales eléctricas en funcionamiento comercial como medida de reducción de las emisiones de CO_2 (Shiozawa, 2020).

Para una eventual implementación comercial de esta tecnología, la Organización para el Desarrollo de Nuevas Energías y Tecnologías Industriales (NEDO) tiene previsto prestar apoyo a una demostración técnica a largo plazo en una central eléctrica de carbón real (Shiozawa, 2020).

La mayor empresa generadora de energía de Japón, JERA, iniciará un proyecto de demostración para desarrollar una tecnología de combustión conjunta de NH_3 – carbón en la central termoeléctrica a carbón de Hekinan de 1 GW. La empresa pretende alcanzar una tasa de co-combustión de NH_3 del 20% entre el 2024 - 2025, lo que los transformará en el primer proyecto de demostración del mundo en el que una gran cantidad de NH_3 se quemará en una central eléctrica comercial de carbón. El detalle de las instalaciones necesarias para el proyecto de demostración se presenta en la Figura 18.

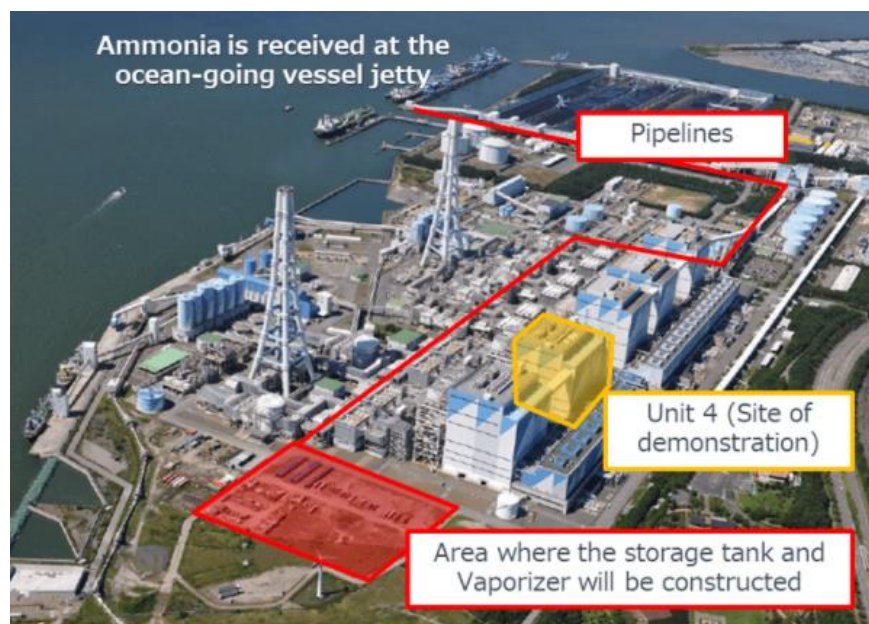


Figura 18: Proyecto de cocombustión de carbón – NH_3 de JERA en Japón. Fuente: (Proctor, 2021).

El objetivo final es conseguir cero emisiones netas CO_2 para 2050 y utilizar un 20% de NH_3 en sus centrales de carbón para 2035, lo que reduciría las emisiones en un 20% (Reuters, 2021).

4.1.4 Análisis de costos

Dadas las escasas experiencias prácticas de co-combustión de H_2/NH_3 en calderas, no se identifican estimaciones de costos de inversión asociadas al proceso de reconversión de centrales a carbón.

De acuerdo a las estimaciones llevadas a cabo por el gobierno japonés, el costo de generación de energía en una central de carbón con un 20% de amoníaco se estima en 120 USD/MWh, un 20% superior a los 100 USD/MWh sin amoníaco (Reuters, 2021).

Es de esperar que la inversión más costosa para la combustión conjunta de carbón y amoníaco sea la adición de quemadores de amoníaco o la sustitución de los quemadores de carbón por quemadores duales (Black & Veatch, 2012).

4.1.5 Aspectos asociados a la localización y pertinencia ambiental

Todas las obras deben ajustarse a las normas técnicas, a la ordenanza general y al Plan Regulador Comunal que corresponda (Ley 458 del Ministerio de Vivienda y Urbanismo, que aprueba la ley general de urbanismo y construcciones, Artículo 116º).

Los establecimientos industriales o de bodegaje deben cumplir con todas las disposiciones que le sean aplicables de acuerdo con la ordenanza general de la ley general de urbanismo y construcciones (DS 47) y sólo podrán establecerse en los emplazamientos que determine el instrumento de planificación territorial correspondiente, o a falta de éste, en los lugares determinados por la autoridad municipal (GIZ, Ministerio de Energía, Inodú, 2020).

De acuerdo con el DS 47, Artículo 4.14.2, los establecimientos industriales o de bodegaje se deben clasificar caso a caso por la Secretaría Regional Ministerial de Salud en inofensivas, molestas, peligrosas o contaminantes.

La Circular B32 (de abril de 2020) de la Subsecretaría de Salud instruye a las Seremi de Salud criterios técnicos para la calificación de actividades productivas e infraestructura. Para el hidrógeno y el amoníaco, sustancias reguladas por el DS 43/2015 del Ministerio de Salud, la Circular B32 establece requerimientos según volumen almacenado y tipo de sistema de almacenamiento (estanques superficiales o estanques enterrados):

- El establecimiento se clasifica como inofensivo si se almacena un máximo de 30 m³ en estanques superficiales y un máximo de 60 m³ en estanques enterrados.
- El establecimiento se clasifica como molesto si se almacena entre 30 y 40.000 m³ en estanques superficiales y entre 60 y 60.000 m³ en estanques enterrados.
- El establecimiento se clasifica como peligroso si se almacena más de 40.000 m³ en estanques superficiales y más de 60.000 m³ en estanques enterrados.

En relación con la pertinencia ambiental, un proyecto de combustión de hidrógeno o amoníaco en caldera a partir de una central a carbón debe ingresar al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), al tratarse de una modificación de un proyecto existente (DS 40, Artículo 2, letra g). Se debe considerar lo establecido en el Artículo 11 ter de la Ley 19.300, es decir, “la calificación ambiental deberá recaer sobre la modificación y no sobre el proyecto o actividad existente, aunque la evaluación de impacto ambiental

considerará la suma de los impactos provocados por la modificación y el proyecto o actividad existente para todos los fines legales pertinentes”.

Se debe utilizar las normas de referencia indicadas en el Artículo 11 del DS 40 para evaluar si el proyecto genera o presenta el riesgo indicado en la letra a) y los efectos adversos señalados en la letra b) del artículo 11 de la Ley sobre Bases Generales del Medio Ambiente (Ley 19.300).

Los valores límites para las emisiones en centrales termoeléctricas de una potencia térmica mayor o igual a 50 MW se definen en el DS 13; para combustibles gaseosos, el límite de emisiones de NO_x establecido es de 50 mg/Nm³ (detalles en el Anexo 10.1).

4.2 Instalación de turbina de gas/H₂ en reemplazo del conjunto caldera/turbina de vapor

4.2.1 Consideraciones generales

Una ventaja de las turbinas de gas es que pueden funcionar con combustibles alternativos al gas natural. Algunos de estos combustibles, como el hidrógeno o el amoníaco, no contienen carbono y, por lo tanto, no emiten CO₂ cuando se queman. Además, el hidrógeno puede introducirse en turbinas nuevas y turbinas existentes, lo que refuerza el concepto de que hoy en día existen soluciones para descarbonizar las centrales termoeléctricas que ya están en funcionamiento, así como también es posible instalar nuevos sistemas que sean capaces de aprovechar parte de la infraestructura existente y complementarla para alcanzar altos porcentajes de disminución de emisiones (General Electric, 2021).

En cuanto a la disponibilidad en el mercado de turbinas de gas del orden de cientos de MW con capacidad para quemar 100% hidrógeno, se considera que el plazo es de unos 5 a 10 años. Actualmente, los porcentajes de mezcla predominantes en el mercado están en el rango entre 30-50% (vol.), según clase, modelo y sistema de combustión. El desarrollo futuro dependerá finalmente del mercado, y podría acelerarse o prolongarse aún más en función de la disponibilidad del hidrógeno necesario (Gas Turbine World, 2021).

A continuación, se presenta la alternativa de instalar turbinas de generación a hidrógeno en reemplazo de las calderas de centrales termoeléctricas a carbón, destacando la infraestructura necesaria y el potencial de reutilización asociado, experiencias en el extranjero y una estimación de los costos involucrados.

4.2.2 Infraestructura necesaria y potencial de reutilización

El reemplazo de la caldera por una unidad de generación eléctrica flexible a partir de hidrógeno verde como alternativa para reutilizar infraestructura eléctrica (subestación y líneas) de una central a carbón que sea cerrada y desmantelada, es presentado en la Figura 19. Esta alternativa permitiría reutilizar la infraestructura eléctrica, la torre de enfriamiento y los edificios administrativos. Adicionalmente, se

recomienda evaluar la factibilidad técnica de reutilizar el generador y la turbina de vapor (en caso de operar un ciclo combinado), lo cual estará sujeto a la estructura específica de la central.

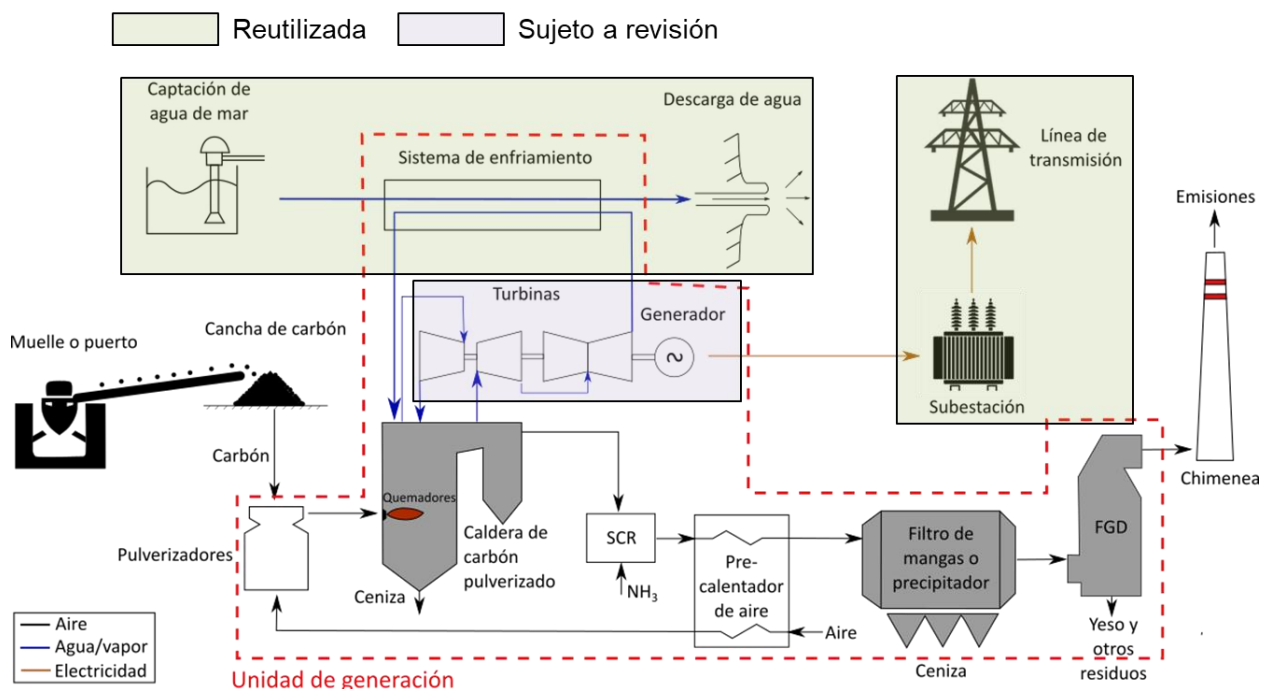


Figura 19: Principales cambios para reconvertir una central a carbón a una central con turbinas a gas. Fuente: Inodú.

Existen estudios teóricos que presentan la alternativa de reutilización de la turbina de vapor de la central a carbón en un ciclo combinado, junto con su respectiva torre de enfriamiento. La repotenciación consistiría en instalar turbinas de gas y generadores de vapor con recuperación de calor (HRSG), junto con la turbina de vapor. No obstante, se debe considerar un aumento en la capacidad de generación de la central del orden de 2 a 3 veces la capacidad original, lo que podría no ser posible sin mejoras en la interconexión al sistema (Black & Veatch, 2012).

En ese caso, se podría reutilizar la infraestructura correspondiente a la turbina de vapor, el generador y sus respectivos sistemas de refrigeración. De esta forma, se contaría con un potencial ahorro en los costos del ciclo de vida en comparación con el uso de un nuevo bloque de ciclo combinado, dados los equipos y sistemas comunes de la unidad de carbón existente pueden reutilizarse en la configuración de ciclo combinado (Black & Veatch, 2012). No obstante, no se identifican experiencias prácticas en generación eléctrica que incluyan la reutilización de la turbina de vapor.

4.2.3 Experiencias en el extranjero

Las experiencias relacionadas a la reconversión de centrales termoeléctricas a carbón son escasas y se encuentran principalmente asociadas a una conversión inicial a turbinas a gas natural, con la posibilidad

de incluir mezclas de H₂ en el futuro. A continuación, se ejemplifica el caso de la central termoeléctrica de Intermountain, Estados Unidos.

Reconversión de la central termoeléctrica a carbón de Intermountain

La actual central termoeléctrica de Intermountain es una central de carbón de 1.800 MW situada en Utah, Estados Unidos, en funcionamiento desde 1986. A principios de 2020, Intermountain Power Agency (IPA) anunció que la central de carbón se retirará y se sustituirá por una instalación de ciclo combinado de gas de 840 MW (detalle de los parámetros técnicos en la Tabla 9). Aunque la nueva central comenzará a funcionar con gas natural, se comprometerán los siguientes plazos:

- Pasará a operar con una mezcla de 30% de H₂ (en volumen) y 70% de GN para 2025, fecha prevista de conexión de las nuevas instalaciones.
- Se aumentará la combinación de combustibles hasta el 100% de H₂ verde en 2045, con energía renovable para alimentar las instalaciones de electrólisis para la producción y el almacenamiento de H₂ instaladas en el terreno de la central.

La capacidad máxima de mezcla de combustible actual en la turbina es hasta el 30% de H₂, con posibilidad de hacer la transición al 100% de H₂ una vez que se disponga de suficiente combustible.

Tabla 9: Detalles de los ciclos combinados a ser instalados en la central de Intermountain. Fuente: (Gas Turbine World, 2021).

Proveedor	Modelo	Potencia neta (MW)	H ₂ inicial (% vol)	H ₂ objetivo (% vol)
Mitsubishi	Ciclo combinado M501JAC	420 c/u	30	100

El detalle de las instalaciones de Intermountain en Utah y las distintas etapas asociadas al proyecto de reconversión, cuya entrada en operación está planificada para el año 2025, se presenta en la Figura 20.



Figura 20: Instalaciones de la central a carbón de Intermountain y etapas del proyecto. Fuente: (IPA, 2021).

Este proyecto recalca la relevancia de llevar a cabo una transición hacia el uso de hidrógeno en la generación eléctrica, comenzando con porcentajes de mezcla de alrededor de un 20 – 30 % y definiendo una ruta de aumento sostenido para alcanzar un 100% de combustión de hidrógeno. A modo de ejemplo, la Figura 21 muestra el detalle histórico y las proyecciones de IPA para la central de Intermountain en el intervalo de tiempo 2010 – 2045.

A partir de la figura se observa que existe un plan sostenido de aumento en la capacidad de mezcla de hidrógeno en la turbina, lo que conlleva una disminución en las emisiones de CO₂ (curva verde). Para tal efecto, se tienen planificados dos ciclos de adaptación (en 2035 y 2040), cuyo objetivo final es alcanzar la carbono neutralidad al año 2045.

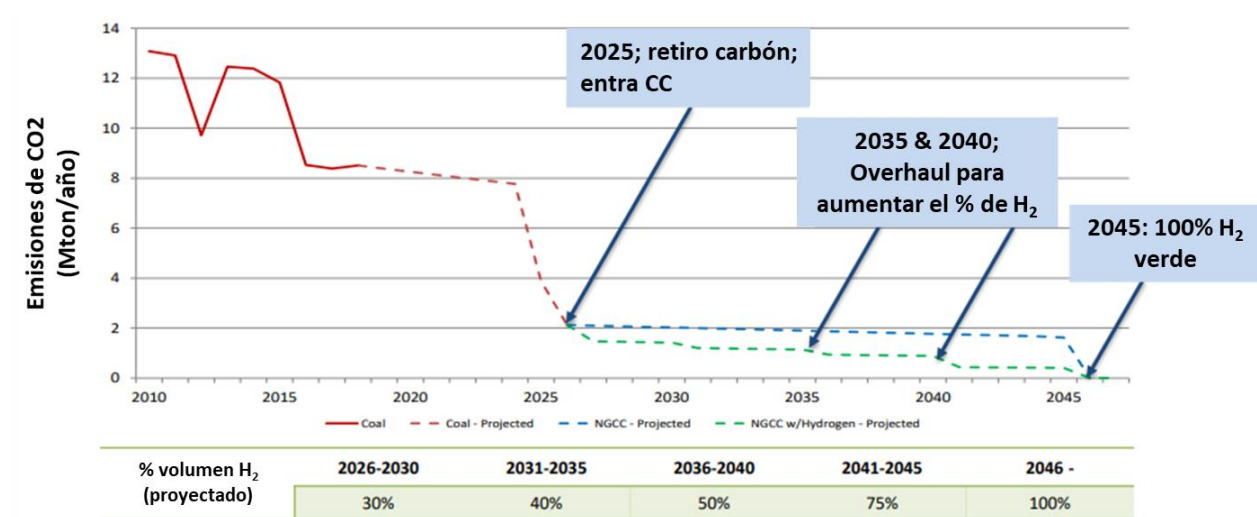


Figura 21: Proyección de emisiones de CO₂ y porcentaje de mezcla de hidrógeno para de IPA. Fuente: (LA DWP, 2020).

4.2.4 Análisis de costos

El análisis de costos de la instalación de turbinas a gas en reemplazo de la caldera debe ser llevado caso a caso, dependiendo del potencial de reutilización de la infraestructura original de la central y los requisitos de inversión asociados (detalles en el Capítulo 7).

De forma preliminar, se estiman los costos asociados a la instalación de una central de ciclo simple o ciclo combinado en un rango de 50 – 500 MW. El detalle de los costos asociados se presenta en la Tabla 10, destacando:

- El CAPEX de la inversión en millones de dólares por MW instalado.
- Los costos de operación y mantenimiento fijos, en millones de dólares por MW instalado por año.
- Los costos de operación y mantenimiento variables en dólares por MWh, asociados al consumo de agua, descarga de residuos, químicos, utilización de amoníaco y consumo de lubricante, entre otros.

Tabla 10: Estimación de costos asociados a la instalación de una central de ciclo simple o combinado. Fuente: (Energinet, 2020)

Sistema	CAPEX (MUSD/MW)	O&M Fijos (MUSD/MW/año)	O&M Variables (USD/MWh)
Ciclo simple 50 – 100 MW	0,69	0,023	5,15 ²²
Ciclo combinado 100 – 500 MW	1,03	0,034	5,15 ²³

4.2.5 Aspectos asociados a la localización y pertinencia ambiental

Todas las obras deben ajustarse a las normas técnicas, a la ordenanza general y al Plan Regulador Comunal que corresponda (Ley 458 del Ministerio de Vivienda y Urbanismo, que aprueba la ley general de urbanismo y construcciones, Artículo 116º).

Los establecimientos industriales o de bodegaje deben cumplir con todas las disposiciones que le sean aplicables de acuerdo con la ordenanza general de la ley general de urbanismo y construcciones (DS 47) y sólo podrán establecerse en los emplazamientos que determine el instrumento de planificación territorial correspondiente, o a falta de éste, en los lugares determinados por la autoridad municipal (GIZ, Ministerio de Energía, Inodú, 2020).

De acuerdo con el DS 47, Artículo 4.14.2, los establecimientos industriales o de bodegaje se deben clasificar caso a caso por la Secretaría Regional Ministerial de Salud en inofensivas, molestas, peligrosas o contaminantes.

La Circular B32 (de abril de 2020) de la Subsecretaría de Salud instruye a las Seremi de Salud criterios técnicos para la calificación de actividades productivas e infraestructura. Para el hidrógeno, sustancia regulada por el DS43/2015 del Ministerio de Salud, la Circular B32 establece requerimientos según volumen almacenado y tipo de sistema de almacenamiento (estanques superficiales o estanques enterrados):

- El establecimiento se clasifica como inofensivo si se almacena un máximo de 30 m³ en estanques superficiales y un máximo de 60 m³ en estanques enterrados.
- El establecimiento se clasifica como molesto si se almacena entre 30 y 40.000 m³ en estanques superficiales y entre 60 y 60.000 m³ en estanques enterrados.
- El establecimiento se clasifica como peligroso si se almacena más de 40.000 m³ en estanques superficiales y más de 60.000 m³ en estanques enterrados.

²² Depende del régimen de operación.

²³ Depende del régimen de operación, particularmente afectada por ciclaje.

En relación a la pertinencia ambiental, un proyecto de co-combustión de hidrógeno y gas natural en turbinas debe ingresar al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), si es que cumple con alguno de los siguientes requisitos:

- Si el proyecto considera una central generadora de energía eléctrica mayor a 3 MW, es susceptible de causar impacto ambiental (DS 40, Artículo 3, letra c).
- Si el proyecto considera una capacidad de almacenamiento de sustancias inflamables (hidrógeno, clase 2 división 2.1 NCh382) de al menos 80.000 kg, es susceptible de causar impacto ambiental (DS 40, Artículo 3, letra ñ.3).

Se debe utilizar las normas de referencia indicadas en el Artículo 11 del DS 40 para evaluar si el proyecto genera o presenta el riesgo indicado en la letra a) y los efectos adversos señalados en la letra b) del artículo 11 de la Ley sobre Bases Generales del Medio Ambiente (Ley 19.300).

Los valores límites para las emisiones en turbinas a gas de una potencia térmica mayor o igual a 50 MW se definen en el DS 13; para combustibles gaseosos, el límite de emisiones de NO_x establecido es de 50 mg/Nm³ (detalles en el Anexo 10.1).

4.2.6 Recursos técnicos que se ponen a disposición del sistema eléctrico

Debido a la creciente penetración de energías renovables en la red, es deseable evaluar la provisión de flexibilidad operativa y servicios de balance al sistema eléctrico de cada alternativa tecnológica.

En este caso, el aporte al sistema eléctrico está dado por las características de la turbina de gas y del combustible utilizado. El tiempo de arranque de una turbina de gas depende de las condiciones de diseño, prácticas de operación, y condiciones iniciales. Las turbinas de gas sólo requieren que el aceite lubricante esté a 20° Celsius o más. En general, las fases de arranque y carga para las partidas en caliente son relativamente similares para las turbinas de gas y los motores de gas, normalmente de cinco a diez minutos²⁴. Existen turbinas de gas de arranque rápido que pueden alcanzar la plena carga en uno o dos minutos (Siemens Energy, 2021).

El tiempo de partida de una central de ciclo combinado es mayor que el tiempo de partida de las centrales de ciclo simple. Una turbina de gas de última generación en una central de ciclo combinado necesita cerca de 30 minutos para alcanzar la máxima potencia en un arranque en caliente. Si es que se cuenta con un sistema de bypass, se puede hacer partir primero la turbina de gas y después sincronizar la turbina de vapor.

4.3 Instalación de motores a hidrógeno en reemplazo de la caldera y la turbina de vapor

4.3.1 Consideraciones generales

²⁴ Los motores a gas pueden tener tiempos de arranque menores.

Los motores tienen la ventaja de poder instalar equipos de menor capacidad controlados por un sistema operativo único, lo que aumenta su flexibilidad. Así, motores individuales pueden encenderse y apagarse en reiteradas ocasiones dentro del día con un desgaste mínimo, en respuesta a cambios en la demanda.

La inclusión de hidrógeno en motores de combustión interna no ha sido implementada en sistemas de generación eléctrica en escala de MW; no obstante, empresas del sector han anunciado nuevos desarrollos y planes de inclusión de sistemas capaces de quemar hidrógeno como combustible principal:

- Wärtsilä: En la actualidad, la empresa declara que puede utilizar hasta un 25% de hidrógeno mezclado con gas natural. Además, se han realizado pruebas con mezclas de hasta 60% de hidrógeno y 40% de gas natural en los motores de Wärtsilä y el desarrollo continúa hacia el uso de una mayor proporción de hidrógeno (Wärtsilä, 2021).
- 2G: Instalaciones de motores a gas natural pueden adaptarse para que el hidrógeno se pueda mezclar hasta un 40%; alternatively, se pueden instalar motores nuevos con operación 100% de hidrógeno.
- Innio Jenbacher: Innio Jenbacher opera motores de gas con un alto contenido de hidrógeno, a partir de gases residuales procedentes de la producción de acero y gases sintéticos (hasta un 60% de hidrógeno en mezcla). La empresa declara que sus motores nuevos tienen la capacidad de funcionar hasta en un 100% con hidrógeno.

De esta forma, se identifica que, si bien existe la tecnología para poder utilizar el hidrógeno en motores de combustión interna, la dificultad actual es que no existe una infraestructura global para producir, almacenar y distribuir hidrógeno a escala.

El NH_3 es una alternativa al H_2 en motores de combustión interna, ya que posee bajas tasas de emisiones de gases contaminantes, tiene una densidad energética por unidad de volumen superior al H_2 , no es explosivo, y posee ventajas en el transporte y almacenamiento (MAN, 2019).

4.3.2 Infraestructura necesaria y potencial de reutilización

El reemplazo de la caldera por una unidad de generación eléctrica flexible a partir de motores alternativa para reutilizar infraestructura eléctrica (subestación y líneas) de una central a carbón que sea cerrada y desmantelada, es presentado en la Figura 22. Esta opción permitiría reutilizar la infraestructura eléctrica y los edificios administrativos.

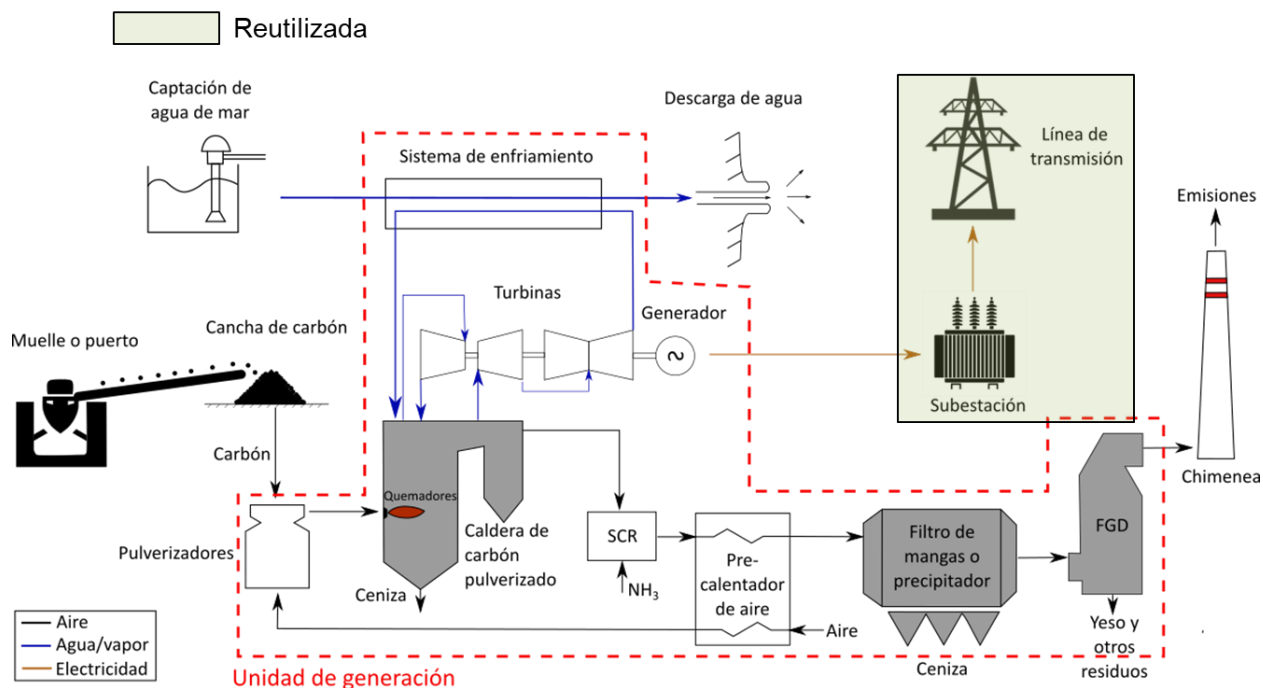


Figura 22: Principales cambios para reconvertir una central a carbón a una central con motores a gas. Fuente: Inodú.

4.3.3 Experiencias en el extranjero

En 2008, Hychico construyó un parque eólico junto con una planta de producción de hidrógeno verde en la provincia de Chubut, Argentina (Figura 23). Parte de la energía renovable del parque eólico (6,3 MW) se utiliza para hacer funcionar una planta electrolizadora que produce 120 Nm³/hora de hidrógeno de alta pureza y 60 Nm³/hora de oxígeno como subproducto.



Figura 23: Parque eólico, complejo de generación y motor de la central Hychico. Fuente: (INNIO, 2019).

El hidrógeno generado es preservado bajo tierra, con la finalidad de investigar acerca de sus alternativas de almacenamiento. En paralelo, parte del hidrógeno generado es mezclado con gas natural para generar electricidad a partir de un motor de marca INNIO Jenbacher.

El hidrógeno se mezcla de forma controlada con gas natural para ser quemado en un motor de gas de 1,4 MW, especialmente adaptado para esta aplicación. El máximo volumen de mezcla es de 42% de hidrógeno y se reporta un rendimiento óptimo y menor tasa de emisiones. Al aumentar el porcentaje de hidrógeno en la mezcla, la potencia del motor es ajustada para mantener un funcionamiento estable (INNIO, 2019).

El funcionamiento del motor de gas en la planta de Hychico desde 2008 da cuenta de una tecnología probada y de alta eficiencia, con más de 70.000 horas de funcionamiento.

4.3.4 Análisis de costos

El análisis de costos de la instalación de motores a gas en reemplazo de la caldera debe ser llevado caso a caso, dependiendo del potencial de reutilización de la infraestructura original de la central y los requisitos de inversión asociados (detalles en el Capítulo 7).

De forma preliminar, se estiman los costos asociados a la instalación de motores a gas en un rango de potencia de 1 – 10 MW. El detalle de los costos asociados se presenta en la Tabla 11, destacando:

- El CAPEX de la inversión en millones de dólares por MW instalado.
- Los costos de operación y mantenimiento fijos, en millones de dólares por MW instalado por año.
- Los costos de operación y mantenimiento variables en dólares por MWh, asociados al consumo de agua, descarga de residuos, químicos, utilización de amoníaco y consumo de lubricante, entre otros.

Tabla 11: Estimación de costos asociados a la instalación de una central de motores a gas. Fuente: (Energinet, 2020).

Sistema	CAPEX (MUSD/MW)	O&M Fijos (MUSD/MW/año)	O&M Variables (MUSD/MWh)
Motor a gas 50 – 100 MW	1,11	0,011	6,32

4.3.5 Aspectos asociados a la localización y pertinencia ambiental

Todas las obras deben ajustarse a las normas técnicas, a la ordenanza general y al Plan Regulador Comunal que corresponda (Ley 458 del Ministerio de Vivienda y Urbanismo, que aprueba la ley general de urbanismo y construcciones, Artículo 116º).

Los establecimientos industriales o de bodegaje deben cumplir con todas las disposiciones que le sean aplicables de acuerdo con la ordenanza general de la ley general de urbanismo y construcciones (DS 47) y sólo podrán establecerse en los emplazamientos que determine el instrumento de planificación territorial correspondiente, o a falta de éste, en los lugares determinados por la autoridad municipal (GIZ, Ministerio de Energía, Inodú, 2020).

De acuerdo con el DS 47, Artículo 4.14.2, los establecimientos industriales o de bodegaje se deben clasificar caso a caso por la Secretaría Regional Ministerial de Salud en inofensivas, molestas, peligrosas o contaminantes.

La Circular B32 (de abril de 2020) de la Subsecretaría de Salud instruye a las Seremi de Salud criterios técnicos para la calificación de actividades productivas e infraestructura. Para el hidrógeno, sustancia

regulada por el DS43/2015 del Ministerio de Salud, la Circular B32 establece requerimientos según volumen almacenado y tipo de sistema de almacenamiento (estanques superficiales o estanques enterrados):

- El establecimiento se clasifica como inofensivo si se almacena un máximo de 30 m³ en estanques superficiales y un máximo de 60 m³ en estanques enterrados.
- El establecimiento se clasifica como molesto si se almacena entre 30 y 40.000 m³ en estanques superficiales y entre 60 y 60.000 m³ en estanques enterrados.
- El establecimiento se clasifica como peligroso si se almacena más de 40.000 m³ en estanques superficiales y más de 60.000 m³ en estanques enterrados.

En relación a la pertinencia ambiental, un proyecto de combustión de hidrógeno y gas natural en motores debe ingresar al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), si es que cumple con alguno de los siguientes requisitos:

- Si el proyecto considera una central generadora de energía eléctrica mayor a 3 MW, es susceptible de causar impacto ambiental (DS 40, Artículo 3, letra c).
- Si el proyecto considera una capacidad de almacenamiento de sustancias inflamables (hidrógeno, clase 2 división 2.1 NCh382) de al menos 80.000 kg, es susceptible de causar impacto ambiental (DS 40, Artículo 3, letra ñ.3).

Se debe utilizar las normas de referencia indicadas en el Artículo 11 del DS 40 para evaluar si el proyecto genera o presenta el riesgo indicado en la letra a) y los efectos adversos señalados en la letra b) del artículo 11 de la Ley sobre Bases Generales del Medio Ambiente (Ley 19.300).

Los límites de emisiones de grupos electrógenos accionados con motores de combustión interna con encendido por compresión de potencia máxima de motor mayor o igual a 19 kW están incluidos en el anteproyecto de la norma de emisión Re Ex. 1671 (detalles en Anexo 10.1). No se ha definido una norma de emisión que afecte la operación de motores a gas con encendido por chispa.

4.3.6 Recursos técnicos que se ponen a disposición del sistema eléctrico

Debido a la creciente penetración de energías renovables en la red, se debe evaluar la provisión de flexibilidad operativa y servicios de balance al sistema eléctrico de cada alternativa tecnológica. Algunas de las características diferenciadoras de los motores se presentan a continuación:

- La instalación de una central con motores es la alternativa evaluada con mayor potencial de operación a carga mínima. Dependiendo del número de motores instalados, el conjunto de motores podría tener un mínimo técnico menor a 5% de la potencia nominal de la central (GIZ, Ministerio de Energía, Inodú, 2018).
- Los motores tienen partidas y paradas diarias ilimitadas, asociadas a sus bajos tiempos de partida, sin tener impacto en sus costos de operación y mantenimiento.

El tiempo de arranque de los motores de gas depende de las condiciones iniciales. Los motores de gas requieren que los cabezales de los cilindros estén a 60°C o más, y que el aceite lubricante esté a la temperatura de funcionamiento correcta. Esto se consigue calentando y haciendo circular agua de refrigeración, lo que puede llevar varias horas a partir de la temperatura ambiente. Por eso los motores de gas suelen mantenerse en condiciones de arranque rápido, y el consumo de energía en espera se tiene en cuenta en el costo total de funcionamiento (Siemens Energy, 2021).

En general, las fases de arranque y carga desde el modo de espera en caliente son similares para las turbinas y los motores, normalmente de cinco a diez minutos. Además, existen motores de gas de arranque rápido que pueden alcanzar la plena carga en uno o dos minutos. Los motores de gas pueden funcionar tanto a carga parcial como a plena carga para adaptarse a tareas específicas como para aplicaciones de energía de emergencia/de reserva, aplicaciones de respaldo con pocas horas de funcionamiento anual o para aplicaciones de carga base.

Los motores aportan al sistema eléctrico inercia en un orden de magnitud menor a la de las turbinas, principalmente debido al ligero cigüeñal del motor y al rotor del generador eléctrico que gira a bajas revoluciones por minuto.

4.4 Instalación de celdas de combustible en reemplazo de la caldera, turbina de vapor y generador

4.4.1 Consideraciones generales

Una celda de combustible es un equipo formado por dos electrodos: un electrodo negativo (ánodo) y un electrodo positivo (cátodo) que rodean un electrolito. El principio de funcionamiento se ilustra en la Figura 24 y se detalla a continuación:

- El ánodo recibe el hidrógeno, y el cátodo el oxígeno del aire.
- Un catalizador situado en el ánodo separa las moléculas de hidrógeno en protones y electrones, que toman caminos diferentes hacia el cátodo. Los electrones pasan por un circuito externo, creando un flujo de electricidad.
- Los protones migran a través del electrolito hasta el cátodo, donde se unen con el oxígeno y los electrones para producir agua y calor.

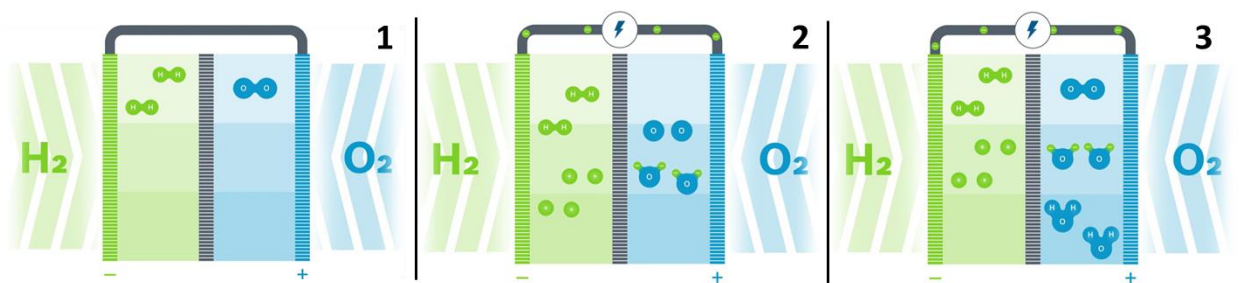


Figura 24: Principio de funcionamiento de las celdas de combustible. Fuente: adaptado de (Bosch Mobility, 2021).

Existen diversas tecnologías de celdas de combustible para la generación de energía distribuida, a partir de gas natural, biogás o hidrógeno como materia prima para el generador.

En una celda de combustible el hidrógeno se combina con el oxígeno del aire para generar electricidad. La celda de combustible puede funcionar continuamente y generar energía mientras se suministre el hidrógeno, y los únicos subproductos son calor y agua.

4.4.2 Infraestructura necesaria y potencial de reutilización

El reemplazo de la caldera por una unidad de generación eléctrica flexible mediante celdas de combustible como alternativa para reutilizar infraestructura eléctrica (subestación y líneas) de una central a carbón que sea cerrada y desmantelada, es presentado en la Figura 25. Al igual que la instalación de turbinas o motores, su implementación permitiría reutilizar la infraestructura eléctrica y los edificios administrativos.

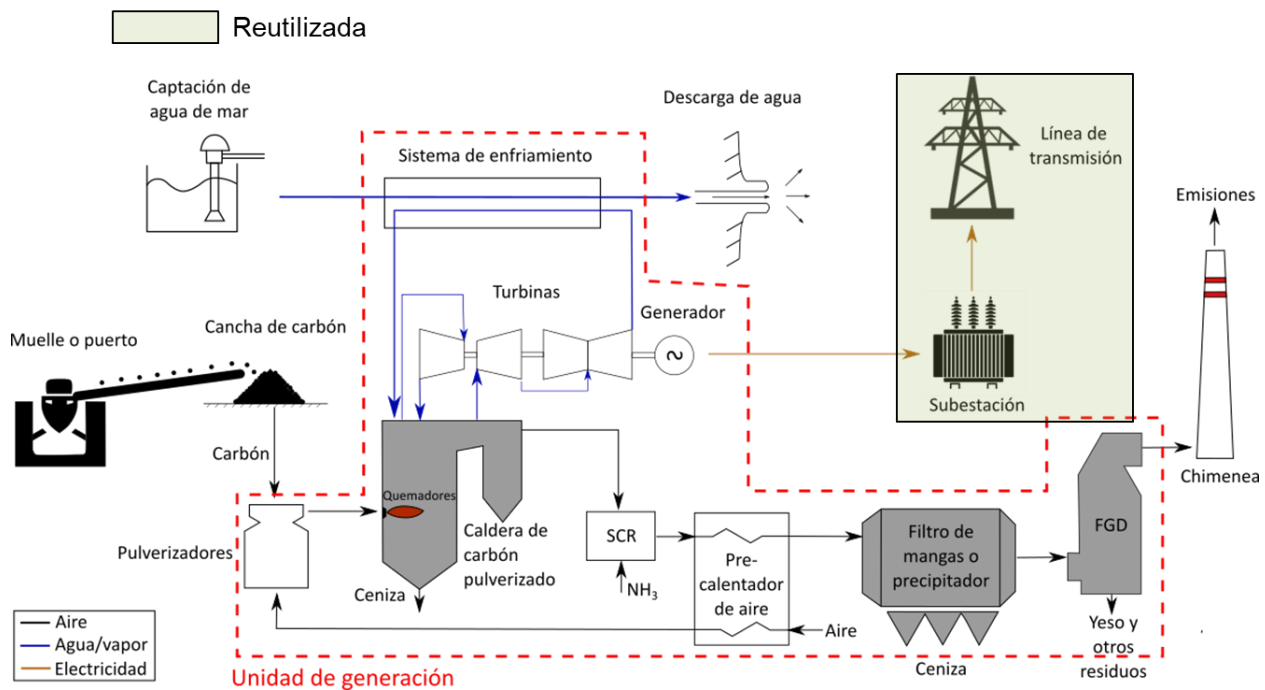


Figura 25: Principales cambios para reconvertir una central a carbón a una central con celdas de combustible. Fuente: Inodú.

El diseño de los sistemas de celdas de combustible es complejo y puede variar considerablemente según el tipo de celda de combustible y la aplicación. Sin embargo, hay varios componentes básicos que se encuentran en muchos sistemas de celdas de combustible (DOE, 2021):

- Stack de celdas de combustible.
- Procesador de combustible.
- Acondicionador de poder.
- Compresor de aire.

- Humidificador.

El detalle de las funciones de cada uno de los componentes básicos es presentado en la Tabla 12.

Tabla 12: Componentes básicos de un sistema de celdas de combustible. Fuente: (DOE, 2021).

Stack	Procesador combustible	Acondicionador de potencia	Compresor de aire	Humidificador
Genera electricidad en forma de corriente continua a partir de las reacciones electroquímicas que tienen lugar en la celda de combustible.	Convierte el combustible en una forma utilizable por la célula de combustible. Depende del combustible a utilizar.	Control de la corriente, la tensión, la frecuencia y otras características para satisfacer las necesidades de la aplicación.	El rendimiento de la celda mejora a medida que aumenta la presión de los gases reactivos; por ello, muchos sistemas incluyen un compresor de aire.	La membrana de electrolito polimérico que constituye el núcleo de una celda PEM no funciona bien cuando está seca, por lo que muchos sistemas incluyen un humidificador del aire de entrada.

De acuerdo con el Departamento de Energía de Estados Unidos, las celdas de combustible son los dispositivos más eficientes desde el punto de vista energético para extraer energía de los combustibles²⁵. Pueden utilizarse para energía de reserva, energía para lugares remotos, generación de energía distribuida y cogeneración, y aplicaciones de transporte.

4.4.3 Experiencias en el extranjero

Corea del Sur es el líder mundial de la tecnología de celdas de combustible de ácido fosfórico (PAFC) para la generación de energía a escala comercial, con un despliegue total de 300 MW a finales de 2020.

La planta del Complejo Industrial de Daesan, en Corea del Sur, está operativa desde junio de 2020 y posee una capacidad de 50 MW, con la posibilidad de generar hasta 400.000 MWh de electricidad al año. Su costo fue de 212 millones de dólares y ocupa una superficie de 20.000 m² en el complejo industrial de Daesan. Es la central industrial de celdas de combustible más grande del mundo, con la posibilidad de abastecer de electricidad de 160.000 hogares (Hanwha Energy, 2020).

²⁵ Una central eléctrica convencional suele generar electricidad con una eficiencia del 33 - 35%, mientras que los sistemas de celdas de combustible pueden generar electricidad con una eficiencia de hasta el 60% (e incluso más con cogeneración) (DOE, 2015).



Figura 26: Central de Hanwha Energy en Corea del Sur. Fuente: (Hanwha Energy, 2020).

La planta está compuesta por 114 celdas de combustible y se suministra con H_2 producido por la refinería de Hanwha Total Petrochemical (Figura 26). El H_2 reciclado se bombea a la central eléctrica a través de tuberías subterráneas y se introduce directamente en las celdas de combustible, donde se genera electricidad libre de emisiones de gases de efecto invernadero, óxidos de azufre y óxidos de nitrógeno. La planta genera hasta 120.000 m^3 de vapor de agua al año como subproducto, el cual es condensado y bombeado de vuelta a la refinería para su utilización.

4.4.4 Análisis de costos

El análisis de costos de la instalación de celdas de combustible en reemplazo de la caldera debe ser llevado caso a caso, dependiendo del potencial de reutilización de la infraestructura original de la central y los requisitos de inversión asociados (detalles en el Capítulo 7).

De forma preliminar, se estiman los costos asociados a la instalación de celdas de combustible PEM. El detalle de los costos asociados se presenta en la Tabla 13, destacando:

- El CAPEX de la inversión en millones de dólares por MW instalado²⁶. El valor total incluye el valor de los equipos, así como los sistemas de enfriamiento y conexión a la subestación eléctrica.
- Los costos de operación y mantenimiento fijos, en millones de dólares por MW instalado por año.

Tabla 13: Estimación de costos asociados a la instalación de celdas de combustible. Fuente: (Energinet, 2020).

²⁶ Valores originales en dólares australianos (AUD). Transformación utilizada de 1 AUD = 0,63 €.

Sistema	CAPEX (MUSD/MW)	O&M Fijos (MUSD/MW/año)	O&M Variables (USD/MWh)
Celda PEM	5,15	0,26	.. ²⁷

El costo de la central de Hanwha Energy, cuya capacidad es de 50 MW, fue estimado en 212 millones de dólares, lo que equivale a 4,24 MUSD/MW.

4.4.5 Aspectos asociados a la localización y pertinencia ambiental

Todas las obras deben ajustarse a las normas técnicas, a la ordenanza general y al Plan Regulador Comunal que corresponda (Ley 458 del Ministerio de Vivienda y Urbanismo, que aprueba la ley general de urbanismo y construcciones, Artículo 116^o).

Los establecimientos industriales o de bodegaje deben cumplir con todas las disposiciones que le sean aplicables de acuerdo con la ordenanza general de la ley general de urbanismo y construcciones (DS 47) y sólo podrán establecerse en los emplazamientos que determine el instrumento de planificación territorial correspondiente, o a falta de éste, en los lugares determinados por la autoridad municipal (GIZ, Ministerio de Energía, Inodú, 2020).

De acuerdo con el DS 47, Artículo 4.14.2, los establecimientos industriales o de bodegaje se deben clasificar caso a caso por la Secretaría Regional Ministerial de Salud en inofensivas, molestas, peligrosas o contaminantes.

La Circular B32 (de abril de 2020) de la Subsecretaría de Salud instruye a las Seremi de Salud criterios técnicos para la calificación de actividades productivas e infraestructura. Para el hidrógeno, sustancia regulada por el DS43/2015 del Ministerio de Salud, la Circular B32 establece requerimientos según volumen almacenado y tipo de sistema de almacenamiento (estanques superficiales o estanques enterrados):

- El establecimiento se clasifica como inofensivo si se almacena un máximo de 30 m³ en estanques superficiales y un máximo de 60 m³ en estanques enterrados.
- El establecimiento se clasifica como molesto si se almacena entre 30 y 40.000 m³ en estanques superficiales y entre 60 y 60.000 m³ en estanques enterrados.
- El establecimiento se clasifica como peligroso si se almacena más de 40.000 m³ en estanques superficiales y más de 60.000 m³ en estanques enterrados.

En relación a la pertinencia ambiental, un proyecto de celdas de combustible debe ingresar al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), si es que cumple con alguno de los siguientes requisitos:

²⁷ Dada la operación a menores temperaturas y la obtención de agua como único residuo, se considera que los costos de O&M variables para las celdas de combustible son despreciables.

- Si el proyecto considera una central generadora de energía eléctrica mayor a 3 MW, es susceptible de causar impacto ambiental (DS 40, Artículo 3, letra c).
- Si el proyecto considera una capacidad de almacenamiento de sustancias inflamables (hidrógeno, clase 2 división 2.1 NCh382) de al menos 80.000 kg, es susceptible de causar impacto ambiental (DS 40, Artículo 3, letra ñ.3).

Se debe utilizar las normas de referencia indicadas en el Artículo 11 del DS 40 para evaluar si el proyecto genera o presenta el riesgo indicado en la letra a) y los efectos adversos señalados en la letra b) del artículo 11 de la Ley sobre Bases Generales del Medio Ambiente (Ley 19.300).

4.4.6 Recursos técnicos que se ponen a disposición del sistema eléctrico

Al igual que las baterías, las celdas de combustible también generan tensión de corriente continua. Debido a su diseño modular, los sistemas de celdas de combustible son fácilmente adaptables para adecuar su producción a la demanda, lo que les permite alcanzar una operación estable en todo su rango de potencia.

Las capacidades específicas de respuesta y flexibilidad dependerán del tipo de celda de combustible, de forma similar a los electrolizadores. Por ejemplo, los sistemas de celdas de combustibles PEM poseen capacidades técnicas de rampa comparables a las de los electrolizadores PEM, ya que también es posible llevar a cabo cambios en la consigna de potencia activa y reactiva en menos de 1 segundo.

5 Tecnologías de reconversión de centrales termoeléctricas a gas mediante el uso de hidrógeno verde

5.1 Combustión de hidrógeno en turbinas a gas natural

De acuerdo con el análisis realizado en la Sección 2.4.2, existen dos alternativas de combustión de H₂ verde en turbinas a gas. La primera opción consiste en co-combustión de una mezcla H₂-GN, con los límites de mezcla definidos por las características actuales de diseño de la turbina o aquellas que se puedan alcanzar mediante mejoras incrementales. La segunda opción considera 100% de combustión de H₂ verde; no obstante, en este caso se requiere de avances significativos de diseño que se espere estén disponible a finales de esta década.

A continuación, se presentan los distintos aspectos levantados respecto a la combustión de hidrógeno en turbinas de gas natural.

5.1.1 Consideraciones generales

Existen diferencias considerables entre las propiedades del hidrógeno y las del gas natural, relacionadas específicamente con la combustión en las turbinas de gas. Entre ellas se encuentran una velocidad de la llama laminar 8 veces más rápida, límites de inflamabilidad 5 veces más amplios, difusividad en el aire 3 veces más rápida y una energía mínima de ignición 15 veces menor (Gas Turbine World, 2021).

Para poder evaluar el impacto de estas diferencias y las limitaciones que conllevan en la combustión de hidrógeno en turbinas a gas actualmente en operación, se debe diferenciar entre los tipos de turbinas a gas y sus sistemas de combustión: las turbinas de gas de generación de energía suelen clasificarse como *heavy frame* o *aeroderivativas* (Davison, 2016):

- Las turbinas *heavy frame* están diseñadas específicamente para la generación de energía en tierra o para accionamientos mecánicos. Suelen construirse de forma similar a las grandes turbinas de vapor y la carcasa está dividida horizontalmente, lo que permite abrir la turbina para su mantenimiento.
- Las turbinas de gas aeroderivativas tienen una construcción más ligera. Están diseñadas para funcionamiento variable y la sustitución rápida de todo el motor cuando se requiera un mantenimiento importante.

Otra característica de diseño relevante a evaluar es la capacidad de la turbina de gas para funcionar con un combustible con alto contenido de H₂, lo que requiere un sistema de combustión que pueda adaptarse de forma segura a la naturaleza de la combustión del H₂. Así, los sistemas de combustión se suelen clasificar en dos categorías: difusivo o premezcla pobre (*lean premixed*) (Tabla 14).

Tabla 14: Características de los sistemas de combustión difusivos y de premezcla pobre. Fuente: (General Electric, 2021).

Sistema difusivo	Sistema de premezcla pobre
<ul style="list-style-type: none"> Se favorece la estabilidad de la llama. Altos <i>peaks</i> de temperatura en la combustión. NOx: 200 – 600 ppm. Necesidad de incluir un diluyente para disminuir las emisiones de NOx. Capacidad de quemar 100% H₂. 	<ul style="list-style-type: none"> Emisiones de NOx bajas sin necesidad de diluyentes. Susceptible a ser afectado por fenómenos de flashback y mayor inestabilidad ante variaciones en el combustible. Capacidad limitada de quemar H₂. NOx: <10 ppm

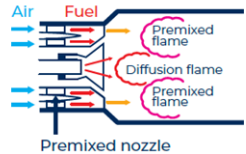
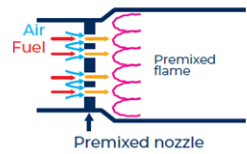
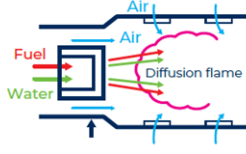
Los sistemas difusivos operan en condiciones cercanas a la estequiometría, llevando a cabo la mezcla entre el combustible y el aire en la cámara de combustión, lo que evita problemas de *flashback*. No obstante, esto da lugar a temperaturas de llama muy elevadas, así como a altas emisiones de NOx. Por lo tanto, los sistemas de combustión difusivos suelen utilizar un diluyente, como agua, vapor o nitrógeno, que se inyecta en la cámara de combustión para reducir las emisiones de NOx y disminuye la eficiencia del sistema. Se considera que los sistemas difusivos pueden quemar hasta un 100% de H₂, lo que debe ser sujeto a revisión para cada unidad en particular (ETN Global, 2020) (General Electric, 2021).

Los sistemas de combustión premezclada pobre funcionan con llamas estabilizadas aerodinámicamente mediante un exceso de aire, llevando a cabo la mezcla de combustible y aire en los ductos previos a la cámara de combustión. En este régimen, la temperatura de la llama se reduce, lo que disminuye las emisiones de NOx (sistemas *dry low* NOx o DLN). La mayoría de los sistemas de combustión están limitados en cuanto a la cantidad de H₂ que pueden utilizar debido a los riesgos de *flashback* y estabilidad de llama (General Electric, 2021).

Estos límites de concentración máxima de H₂ permitida varían significativamente entre la flota de turbinas de gas de los distintos fabricantes (OEM), ya que se emplean diferentes tecnologías de combustión (detalles en el Anexo 2). Los combustibles con un contenido significativo de H₂ son evaluados cuidadosamente por cada OEM, y la aplicabilidad de los sistemas de premezcla pobre se evalúa caso por caso teniendo en cuenta las singularidades de cada proyecto específico (ETN Global, 2020).

A modo de ejemplo, Mitsubishi Hitachi Power Systems (MHPS) ha desarrollado 3 tipos de cámaras de combustión para turbinas de gas alimentadas con hidrógeno, cuyo detalle se presenta en la Tabla 15.

Tabla 15: Tipos de combustores y % de mezcla de H₂ de Mitsubishi. Fuente: elaboración propia a partir de (ETN Global, 2020).

	Combustor Multi-nozzle	Combustor Multi-cluster	Combustor Difusivo
Tipo de combustor	Premezclado	Premezclado	Difusivo
Estructura			
Dilución para disminuir NOx	No aplica (seco)	No aplica (seco)	Agua, vapor o N ₂
Eficiencia del ciclo	No hay pérdida de eficiencia debido a que no hay inyección de agua, vapor o N ₂ .	No hay pérdida de eficiencia debido a que no hay inyección de agua, vapor o N ₂ .	Pérdida de eficiencia debido la inyección de agua, vapor o N ₂ para reducir NOx.
Porcentaje de cocombustión de H ₂	Hasta un 30%	Hasta un 100% (en desarrollo).	Hasta un 100%.

A continuación, se presenta el detalle de la infraestructura necesaria y el potencial de reutilización de equipos para reconvertir una central de turbinas a gas a operar con porcentajes incrementales de H₂.

5.1.2 Infraestructura necesaria y potencial de reutilización

El reemplazo incremental del GN por H₂ en unidad de generación eléctrica en funcionamiento es una alternativa que estará sujeta a las limitaciones de diseño de la turbina a evaluar. Por lo tanto, previo a comenzar a mezclar H₂, se debe realizar una auditoría completa de los sistemas de la planta, con el objetivo de desarrollar un plan de operación seguro (Goldmeier & Catillaz, 2021). Para ello, se identifican algunas áreas específicas que deben ser parte del proceso de revisión (detalles en la Figura 27):

- Las tuberías y componentes de suministro de combustible.
- El sistema de combustión de la turbina de gas y los controles.
- El recinto de la turbina de gas. Se debe revisar la ventilación, detección de gases peligrosos y protección contra incendios.
- El generador de vapor de recuperación de calor (HRSG).
- El sistema de reducción catalítica selectiva (SCR) para la eliminación de NO_x.

Existe documentación vigente con respecto a las capacidades actuales de mezcla de hidrógeno y perspectivas para los principales diseños de turbinas presentes en el mercado.

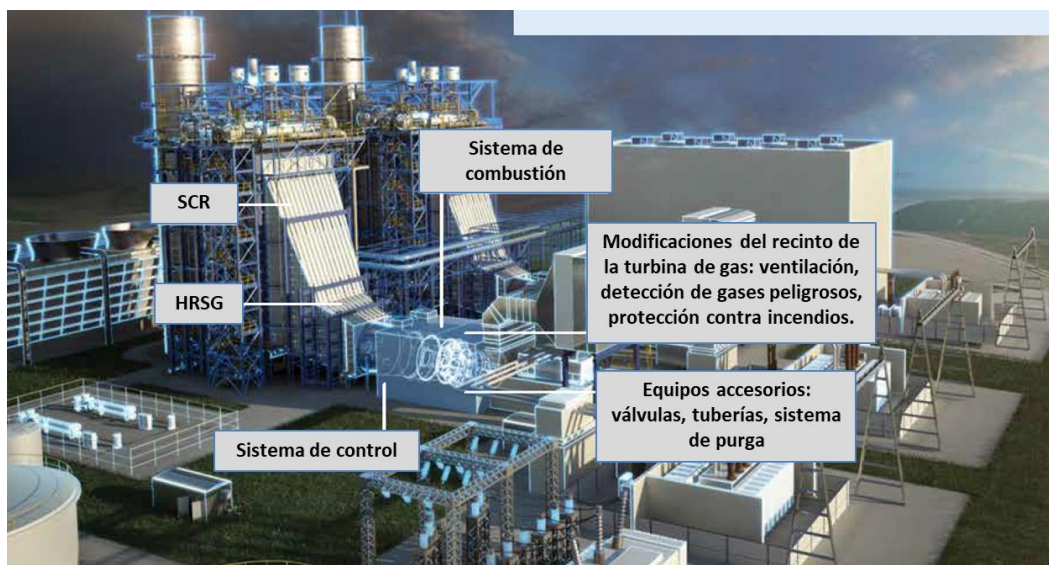


Figura 27: Sistemas a evaluar para la combustión de H_2 en turbinas de gas. Fuente: adaptado de (General Electric, 2021).

Tuberías y componentes de suministro de combustible

Si el H_2 se va a mezclar en una central eléctrica de GN existente, y el H_2 se transporta a la central por separado del gas natural, se requiere de un sistema de mezcla de combustible. Esto garantizará la mezcla adecuada del H_2 con el GN en el sistema de sistema de combustible existente (ASME, 2021).

El ejemplo del sistema de mezcla de combustibles de la planta de Dow Plaquemine, en Estados Unidos, se presenta en la Figura 28. En esta planta, se inyecta H_2 en GN para crear una mezcla de 5% - 95% (en volumen). La mezcla alimenta cuatro turbinas de gas GE 7FA configuradas con sistemas de combustión de premezcla, operando desde el 2010.



Figura 28: Sistema de mezclado de H_2 /GN (5%/95%) en la central de Dow Plaquemine, EE.UU. Fuente: (General Electric, 2021).

Dado que el H_2 tiene un valor calorífico por unidad de volumen de un tercio del GN, se necesita un flujo volumétrico 3 veces mayor de H_2 para proporcionar el mismo aporte de calor. Por lo tanto, el sistema de tuberías existente podría ser aceptable si se utiliza una pequeña concentración de hidrógeno. No obstante, si se planea operar con niveles elevados de H_2 , se requiere un sistema accesorio de combustible configurado para los caudales requeridos.

El H_2 es una molécula más pequeña y puede difundirse a través de uniones que podrían considerarse herméticas o impermeables a otros gases. Por lo tanto, los sistemas de sellado tradicionales utilizados con el GN podrían ser sustituidos por conexiones soldadas o con uniones reforzadas.

El sistema de combustión de la turbina de gas y los controles

Las cámaras de combustión de premezcla pobre son más propensas a las inestabilidades de la combustión que los tipos anteriores de cámaras de combustión de turbinas de gas, predominantemente difusivos (Davison, 2016). Por lo tanto, el uso de combustibles con velocidades de llama más altas aumentará el riesgo de que la llama pueda propagarse aguas arriba en el premezclador, produciendo fenómenos de retroceso de llama (*flashback*) y presencia continua de llama en la zona de premezcla (*holding*). Ambas situaciones pueden provocar a una avería en el equipo de combustión e incluso daños en la boquilla de combustible.

Por lo tanto, hay rangos definidos para el hidrógeno en los sistemas de combustión premezclados para evitar daños en los equipos²⁸. Para mitigar este riesgo (y aumentar la capacidad de mezcla de H_2) puede ser necesario actualizar a una cámara de combustión configurada específicamente para el funcionamiento con H_2 .

La utilización de un combustible con mayores niveles de H_2 también podría afectar la operatividad del sistema de combustión, por lo que se podrían necesitar cambios en los controles de la turbina de gas, y en las secuencias de encendido y de apagado (General Electric, 2021).

El recinto de la turbina de gas. Se debe revisar la ventilación, detección de gases peligrosos y protección contra incendios.

Los sistemas típicos de detección de gases peligrosos en las centrales eléctricas se dirigen a los combustibles de hidrocarburos. Por lo tanto, el aumento de los niveles de H_2 puede reducir la sensibilidad de estos instrumentos, lo que requiere nuevos sistemas capaces de detectar la presencia de H_2 y reevaluar los criterios de ventilación. Además, las llamas de H_2 tienen menor luminosidad que las de los hidrocarburos y, por tanto, son difíciles de detectar visualmente. Esto requiere sistemas de detección específicamente configurados para las llamas de H_2 . Por lo tanto, se requerirá la instalación de sensores e instrumentación configurados específicamente para los combustibles que contienen H_2 (ASME, 2021).

El generador de vapor de recuperación de calor (HRSG).

²⁸ Actualmente, General Electric y Siemens dan cuenta de rangos entre un 0 – 30 % (vol.).

La variación de las propiedades de los gases de escape puede afectar a la transferencia de calor y a los índices de corrosión, lo que puede repercutir en la vida útil de los componentes. Por lo tanto, se debe evaluar el funcionamiento de ductos o quemadores suplementarios en el HRSG, los cuales pueden necesitar ser reemplazados, dado que el hardware actual podría no funcionar con H₂ de forma segura y/o confiable (Siemens, 2020).

El sistema de reducción catalítica selectiva (SCR) para la eliminación de NO_x.

En el caso de las centrales eléctricas actualmente en operación, una posible mitigación del aumento de las emisiones de NO_x es aumentar la capacidad del sistema de reducción catalítica selectiva. Se debe evaluar la capacidad para aceptar el aumento de las emisiones de NO_x en función de: las emisiones actuales, el margen de capacidad del sistema SCR existente (en caso de estar instalado) y los límites establecidos por el DS13. Se debe destacar que la única turbina a gas con sistema SCR instalado en Chile es Nueva Renca.

En caso de tener problemas para cumplir con los límites establecidos por el DS13, una de las medidas de mitigación podría ser reducir la potencia de la central eléctrica para funcionar dentro de los límites de emisión de NO_x permitidos (General Electric, 2021).

A partir del análisis realizado, se identifican 5 etapas a considerar como parte del proceso de evaluación, definición e implementación en una central en funcionamiento, cuyo detalle se presenta en la Figura 29.

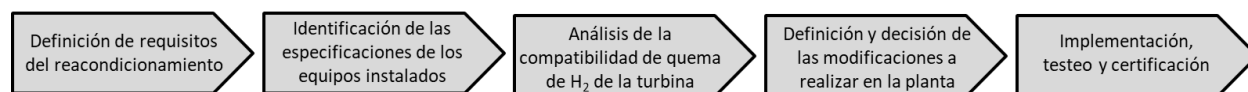


Figura 29: Proceso de evaluación, definición e implementación en una central en funcionamiento. Fuente: (Siemens, 2020).

5.1.3 Experiencias en el extranjero

Las primeras experiencias de co-combustión de H₂ en centrales térmicas a gas natural están presentes en Estados Unidos, con 7 de los 8 proyectos identificados y tres cuartas partes de la capacidad comprometida total. Cuatro de estos proyectos tienen objetivos específicos de mezclas de H₂ y gas natural para su puesta en marcha (hasta un 30% de H₂ en volumen) y en su mayoría tienen planes de transición al 100% de H₂ para 2050. Las barreras iniciales no se limitan únicamente a restricciones en los equipos, sino que hacen referencia a la necesidad de contar con un suministro continuo de H₂, mediante tecnologías de transporte y almacenamiento que lo permitan (Gas Turbine World, 2021).

El detalle de los proyectos identificados se presenta en la Tabla 16.

Tabla 16: Proyectos de co-combustión de hidrógeno en turbinas de gas. Fuente: (Gas Turbine World, 2021).

País	Proyecto	Año	Potencia nominal (MW)	Proveedor	H2 inicial (% vol)	H2 objetivo (% vol)
Estados Unidos	Long Ridge	2021 (demo)	485	General Electric	15-20	100
	Intermountain	2025	840	Mitsubishi	30	100
	Okeechobee	2023 (demo)	1600	General Electric	< 1	100
	Danskammer	2024/2025	600	Mitsubishi	0	100
	Harrison	2024	1085	Mitsubishi	- ²⁹	100
	Chickahominy	2024/2025	1650	Mitsubishi	-	-
	Orange County	2026	1200	Mitsubishi	30	100
Países Bajos	Magnum	2027	1320	Mitsubishi	30	100

A continuación, se presenta el detalle de los casos con la mayor y la menor potencia nominal, la central eléctrica de Magnum en los Países Bajos y central de Long Ridge en Estados Unidos.

Noun Magnum, Países Bajos

La central eléctrica Magnum, operativa desde 2014, es una central de ciclo combinado de 1,32 GW alimentada por gas en Eemshaven, Países Bajos. La central consta de tres módulos individuales de generación de energía de ciclo combinado M701F4 con una capacidad de 440 MW, suministrados por Mitsubishi. La planta se encuentra ubicada en la costa, con conexión a la red de alta tensión y de gas natural de Países Bajos (detalles de las instalaciones en la Figura 30).

En 2017 se anunció un proyecto de conversión de hidrógeno con el objetivo inicial de convertir una de las unidades de Eemshaven de 440MW para que funcione al 100% con hidrógeno en 2023, reduciendo 1,3 millones de toneladas de CO₂ al año. El hidrógeno se produciría a partir de gas natural noruego y el CO₂ liberado durante el proceso se almacenaría en instalaciones de almacenamiento subterráneo fuera de Noruega, lo que permitiría un funcionamiento neutro en carbono.

²⁹ Los casos identificados con un guion (-) no han definido los porcentajes de mezcla aún.



Figura 30: Central eléctrica Magnum, en los Países Bajos. Fuente: (Vattenfall, 2021).

El proyecto actualmente se encuentra retrasado y tiene nueva fecha de puesta en marcha para el 2027, debido al estancamiento de la acción gubernamental para financiar el programa nacional de descarbonización, junto con las subvenciones previstas para cubrir el costo añadido del combustible de hidrógeno (Gas Turbine World, 2021).

A la espera de la obtención de la subvención para llevar a cabo las inversiones necesarias para poder optar a una combustión de 100% hidrógeno, se prevé utilizar una mezcla de 30% de hidrógeno, compatible con la tecnología actual de turbinas de gas, lo que reduciría las emisiones de CO₂ de la planta en un 20%.

Long Ridge, Estados Unidos

El proyecto de ciclo combinado de Long Ridge corresponde a una unidad de generación de 485 MW que se está desarrollando en la localidad de Hannibal (Ohio, Estados Unidos), cuyo inicio de operaciones se estima para noviembre 2021. Las instalaciones de Long Ridge se presentan en la Figura 31.



Figura 31: Central de ciclo combinado Long Ridge, Estados Unidos (en construcción). Fuente: (Long Ridge Energy, 2021).

La central estará compuesta por una turbina de gas General Electric 7HA.02 de 384 MW. De acuerdo a la información publicada por General Electric (detalles en el Anexo 2), las turbinas de clase HA pueden quemar actualmente hasta un 50% de H_2 en volumen.

No obstante, el modelo 7HA.02 a instalar en la central de Long Ridge cuenta con un sistema de combustión DLN 2.6+³⁰ que, de acuerdo al proveedor, puede quemar una mezcla de H_2 -GN del 15 al 20% en volumen de H_2 , con capacidad de transición a 100% de H_2 (Power Magazine, 2020). De esta forma, se identifica como relevante tener acceso al detalle del modelo de la turbina, modelo de combustión y sistema de combustión para poder obtener los valores de mezcla correspondientes.

Las principales consideraciones de diseño asociadas a la co-combustión de H_2 -GN en el proyecto de Long Ridge, de acuerdo al proveedor, se presentan a continuación (Power Magazine, 2020):

- Si el nuevo combustible es una mezcla de hidrógeno en gas natural, se requieren actualizaciones de los controles junto con nuevas boquillas de combustible de la cámara de combustión y un sistema de mezcla H_2 -GN.
- Ante una transición a un combustible de mayor contenido de H_2 , se debe evaluar el cambio a un nuevo sistema de combustión, lo que requeriría nuevas tuberías y válvulas accesorias de combustible. También puede requerir un nuevo sistema de acondicionamiento de combustible, así como modificaciones del recinto y del sistema de ventilación.

³⁰ El sistema de combustión Dry Low NOx (DLN) 2.6+ de GE está diseñado para ampliar la flexibilidad operativa y mantener las emisiones de NOx por debajo de los 15 ppm. El sistema de combustión DLN 2.6+ está disponible para las turbinas de gas 9FA y 9FB (General Electric, 2016).

Otros cambios necesarios por motivos de seguridad son la actualización de los detectores de llama (capaces de detectar las llamas de H_2), y la actualización de los sensores de gas a modelos configurados para detectar gases con niveles reducidos de hidrocarburos. Por último, el cambio a un combustible con alto contenido de hidrógeno en Long Ridge puede requerir cambios en los controles de la turbina de gas. Se deben evaluar eventuales repercusiones en el rendimiento de la turbina de gas y el balance de planta.

Según la información publicada del proyecto, se espera llevar a cabo una transición a quemar 100% H_2 verde a lo largo de la próxima década.

5.1.4 Análisis de costos

El análisis de costos de la combustión de H_2 en turbinas a gas debe ser evaluado caso a caso, dependiendo del potencial de reutilización de la infraestructura original de la central y los requisitos de inversión asociados (detalles en el Capítulo 7). El primer análisis que se debería realizar es si la turbina actualmente en operación es capaz de quemar H_2 o no, en cuyo caso se tendría que invertir en una turbina nueva, cuya estimación de costos se presenta en la Sección 4.2.4.

De acuerdo a entrevistas realizadas por el equipo consultor a proveedores, es factible asegurar que se puede mezclar un 5% de H_2 sin requerir modificaciones de hardware, más allá de la instalación de un sistema de mezclado de H_2 y GN; el costo asociado al sistema de mezclado se estima en 2 millones de dólares³¹.

Si se desea quemar porcentajes superiores de H_2 , habrá que realizar un estudio de ingeniería para entender el hardware de combustión aplicable a la unidad y las capacidades de la cámara de combustión. Se debe revisar si se requerirán modificaciones en las boquillas de combustible, en otra parte del hardware de combustión o en los sistemas auxiliares. Además, se debe evaluar el impacto de la nueva composición de combustible mezclado en las emisiones de NO_x .

5.1.5 Aspectos asociados a la localización y pertinencia ambiental

Todas las obras deben ajustarse a las normas técnicas, a la ordenanza general y al Plan Regulador Comunal que corresponda (Ley 458 del Ministerio de Vivienda y Urbanismo, que aprueba la Ley general de urbanismo y construcciones, Artículo 116º).

Los establecimientos industriales o de bodegaje deben cumplir con todas las disposiciones que le sean aplicables de acuerdo con la ordenanza general de la Ley general de urbanismo y construcciones (DS 47) y sólo podrán establecerse en los emplazamientos que determine el instrumento de planificación territorial correspondiente, o a falta de éste, en los lugares determinados por la autoridad municipal (GIZ, Ministerio de Energía, Inodú, 2020).

³¹ Esto considera únicamente los equipos y la ingeniería. Se debe analizar por separado los costos de instalación.

De acuerdo con el DS 47, Artículo 4.14.2, los establecimientos industriales o de bodegaje se deben clasificar caso a caso por la Secretaría Regional Ministerial de Salud en inofensivas, molestas, peligrosas o contaminantes.

La Circular B32 (de abril de 2020) de la Subsecretaría de Salud instruye a las Seremi de Salud criterios técnicos para la calificación de actividades productivas e infraestructura. Para el hidrógeno, sustancia regulada por el DS43/2015 del Ministerio de Salud, la Circular B32 establece requerimientos según volumen almacenado y tipo de sistema de almacenamiento (estanques superficiales o estanques enterrados):

- El establecimiento se clasifica como inofensivo si se almacena un máximo de 30 m³ en estanques superficiales y un máximo de 60 m³ en estanques enterrados.
- El establecimiento se clasifica como molesto si se almacena entre 30 y 40.000 m³ en estanques superficiales y entre 60 y 60.000 m³ en estanques enterrados.
- El establecimiento se clasifica como peligroso si se almacena más de 40.000 m³ en estanques superficiales y más de 60.000 m³ en estanques enterrados.

En relación a la pertinencia ambiental, un proyecto de co-combustión de hidrógeno y gas natural en turbina a partir de una central de turbinas a gas existente debe ingresar al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), al tratarse de una modificación de un proyecto existente (DS 40, Artículo 2, letra g).

Se debe considerar lo establecido en el Artículo 11 de la Ley 19.300, es decir, “la calificación ambiental deberá recaer sobre la modificación y no sobre el proyecto o actividad existente, aunque la evaluación de impacto ambiental considerará la suma de los impactos provocados por la modificación y el proyecto o actividad existente para todos los fines legales pertinentes” (GIZ, Ministerio de Energía, Inodú, 2020).

Se debe utilizar las normas de referencia indicadas en el Artículo 11 del DS 40 para evaluar si el proyecto genera o presenta el riesgo indicado en la letra a) y los efectos adversos señalados en la letra b) del artículo 11 de la Ley sobre Bases Generales del Medio Ambiente (Ley 19.300).

Los valores límites para las emisiones en centrales termoeléctricas de una potencia térmica mayor o igual a 50 MW se definen en el DS 13; para combustibles gaseosos, el límite de emisiones de NO_x establecido es de 50 mg/Nm³ (detalles en el Anexo 10.1).

5.1.6 Recursos técnicos que se ponen a disposición del sistema eléctrico

Debido a la creciente penetración de energías renovables en la red, se debe evaluar la provisión de flexibilidad operativa y servicios de balance al sistema eléctrico de cada alternativa tecnológica.

El tiempo de arranque de una turbina de gas depende de las condiciones iniciales. Las turbinas de gas sólo requieren que el aceite lubricante esté a 20° Celsius o más. En general, las fases de arranque y carga para las partidas en caliente son similares para las turbinas de gas y los motores de gas, normalmente de cinco

a diez minutos. Existen turbinas de gas de arranque rápido que pueden alcanzar la plena carga en uno o dos minutos (Siemens Energy, 2021).

El tiempo de partida de una central de ciclo combinado, no obstante, es mucho mayor que el de las centrales de ciclo simple. Una turbina de gas de última generación en una central de ciclo combinado necesita cerca de 30 minutos para alcanzar la máxima potencia en un arranque en caliente. Si es que se cuenta con un sistema de bypass, se puede hacer partir primero la turbina de gas y después sincronizar la turbina de vapor.

Las turbinas de gas aportan al sistema eléctrico inercia en un orden de magnitud superior a la de los motores de gas, ya que funcionan a velocidades mucho más altas y todo el tren de potencia contribuye a la energía mecánica. Especialmente en las centrales de ciclo combinado, las turbinas de gas ofrecen una gran capacidad de equilibrio y confiabilidad a la red, con disponibilidades medias superiores al 97% (Siemens Energy, 2021).

6 Análisis de la reconversión de centrales termoeléctricas en el SEN

Las secciones 3, 4 y 5 identificaron las alternativas de reconversión de centrales termoeléctricas a carbón y a gas a partir del uso de hidrógeno verde o combustibles sintéticos, además de evaluar los requisitos de reconversión para operar como condensadores síncronos. Con el análisis tecnológico realizado como antecedente, el presente capítulo tiene como objetivo:

- Dar cuenta del estado actual del parque térmico a carbón y a gas en el SEN.
- Definir los criterios de selección utilizados para definir 4 centrales a estudiar.
- Determinar las centrales susceptibles de reconvertir a alguna de las tecnologías previamente analizadas.

6.1 Benchmark de centrales termoeléctricas a carbón y a gas

En Chile existen 10 complejos de generación termoeléctrica a carbón distribuidos en 6 comunas, con un total de 28 unidades de generación, compuestas por 26 unidades de carbón pulverizado y 2 unidades de lecho fluidizado (detalles en el Anexo 3). En el año 2019 el Estado de Chile, a través del Ministerio de Energía, propició un acuerdo voluntario para cerrar todas las centrales a carbón a más tardar el año 2040; también comprometió en sus NDC lograr la carbono neutralidad al año 2050.

La primera fase del acuerdo de cierre de centrales a carbón comprometió el cierre de ocho unidades que representan 1047 MW. Posteriormente, como parte de las actividades asociadas a la COP 25 se comprometió el cierre de 334 MW adicionales (unidad CTM 1 y CTM 2 - Mejillones). Finalmente, en mayo de 2020 se adelantó el cierre de Bocamina I para finales del año 2020 y se definió que en el año 2022 se lleve a cabo el cierre de Bocamina II. Por lo tanto, se prevé que 11 unidades equivalentes a 1731 MW cierren al 2024, representando el 31% de la capacidad instalada a carbón en el país (GIZ, Inodú, MEN, 2020).

Adicionalmente, se debe considerar los planes recientemente anunciados por Engie para finales de 2025, los cuales incluyen la reconversión de sus unidades CTA y CTH a operación con biomasa, así como también la reconversión de la unidad IEM para operar con gas natural³². También se debe considerar que AES comprometió el cierre de las unidades de Angamos y de Central Ventanas (Nueva Ventanas y Campiche), si las condiciones del sistema lo permiten.

La Figura 32 detalla la ubicación de unidades a carbón, junto a su capacidad, año de puesta en servicio y año comprometido de retiro.

³² Para mayor detalle revisar <https://www.revistaei.cl/2021/04/28/descarbonizacion-engie-energia-chile-anuncia-reconversion-de-tres-centrales-a-carbon/#>

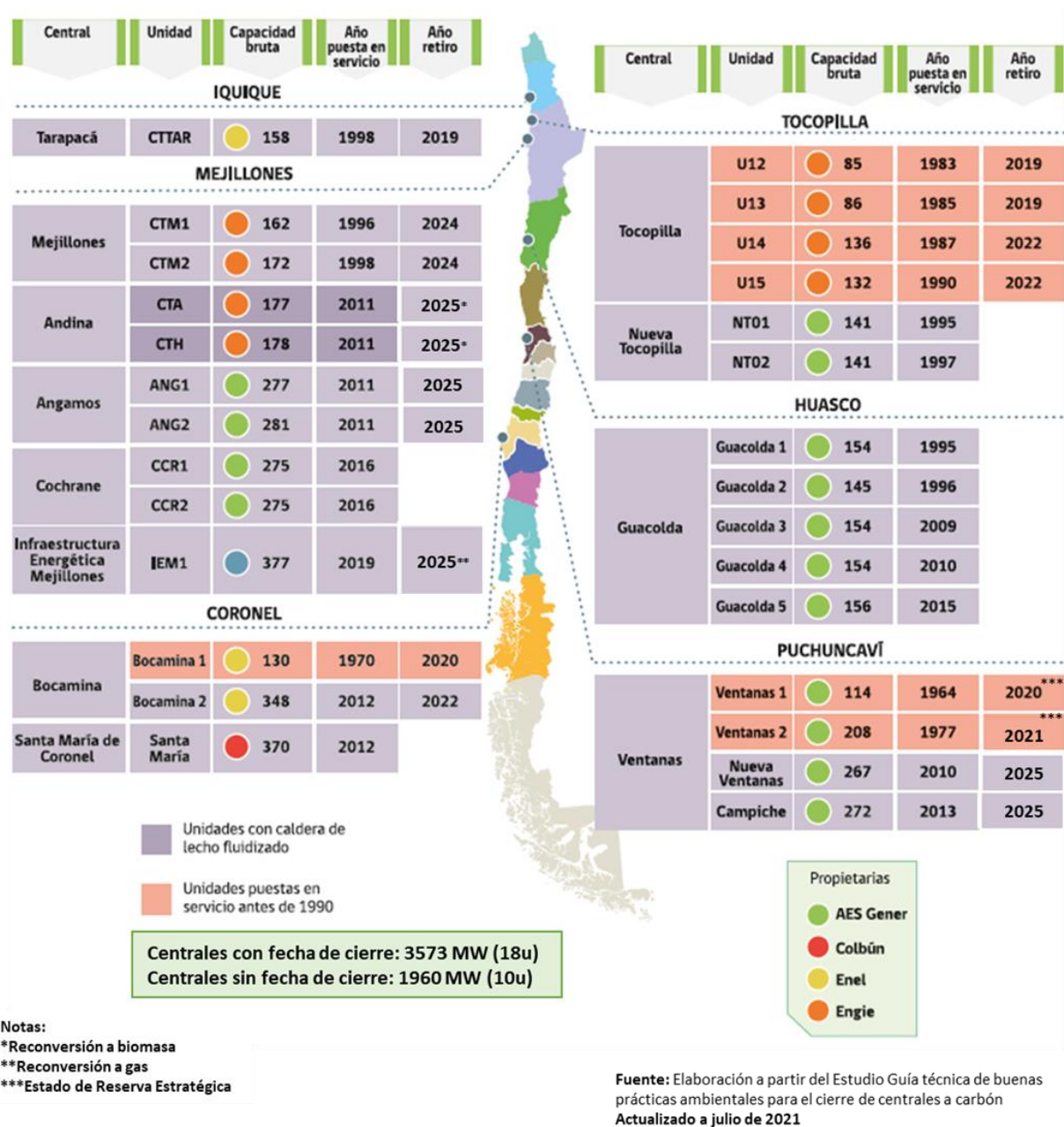


Figura 32: Mapa de unidades de generación a carbón en Chile. Fuente: GIZ.

A partir de la figura, se identifica que existen 10 unidades que aún no han declarado compromisos de cierre o reconversión, mientras que 15 han detenido sus operaciones o declarado una fecha de disponibilidad para el cierre, y 3 han definido alternativas de reconversión.

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: el muelle, la cancha de carbón, la chimenea, la captación y descarga de agua, las plantas de tratamiento de agua, depósito de cenizas, entre otras. Por lo tanto, la reconversión de algunas

unidades más antiguas podría desarrollarse en un terreno donde continuará estando operativa una unidad más nueva (GIZ, Inodú, MEN, 2020).

El uso de terreno compartido entre una unidad retirada del sistema y unidades que continúan en servicio afecta la forma de implementar un plan de reconversión de las unidades. Producto de ello, se debe diferenciar la forma de abordar los desafíos que se producen con el cierre de una unidad termoeléctrica que pertenece a un complejo o central termoeléctrica, de aquellos que se producen con el proceso de cierre del complejo o central por completo.

Complejos de generación termoeléctrica a gas

En Chile existen actualmente al menos 18 complejos de generación termoeléctrica a gas distribuidos en 8 comunas a lo largo del país, con un total de 30 unidades de generación. La edad promedio de las centrales al 2021 es de 16 años, con la Unidad 2 del complejo Los Guindos como la central de menor edad en el sistema (instalación en 2019).

La Figura 33 detalla la ubicación de turbinas de gas, junto a su capacidad, mínimo técnico, capacidad de rampa, año de puesta en servicio y tipo de instalación (ciclos abiertos (OCGT) y ciclos combinados (CCGT)).

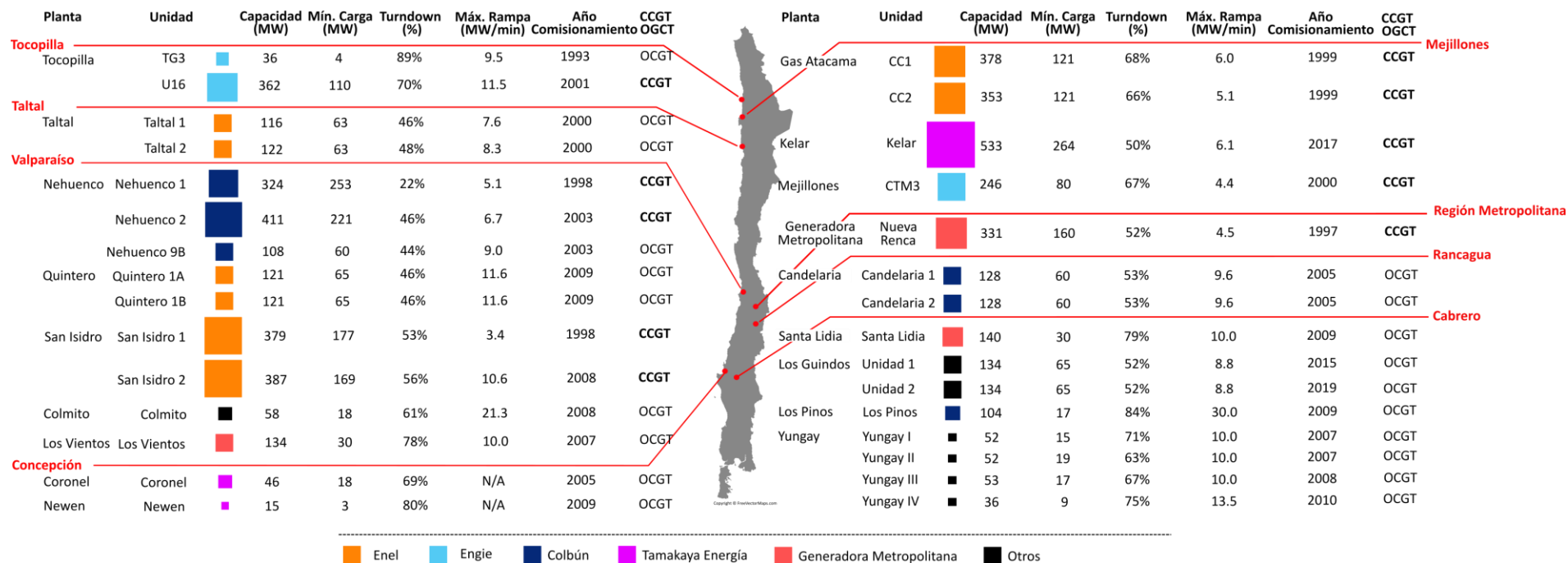


Figura 33: Mapa de unidades de generación a gas en Chile. Fuente: elaboración propia.

El parque térmico de turbinas a gas se encuentra, en su mayoría, compuesto por modelos de General Electric, con 24 turbinas (72% del total). Además, existen 3 modelos Pratt & Whitney, 2 modelos Siemens, 2 modelos Mitsubishi, 1 modelo Solar Turbines y 1 modelo Rolls Royce.

Adicionalmente, se debe destacar la ubicación de los terminales de gas natural licuado (GNL), gas licuado de petróleo (GLP) y gaseoductos a lo largo de Chile. El GNL es importado y transportado en barcos, desembarcando en terminales donde es almacenado o regasificado. Existen dos terminales de ingreso, uno en Quintero y otro en Mejillones:

- El terminal de Quintero tiene una capacidad de regasificación de 15.000.000 m³/día y 334.000 m³ de almacenamiento.
- El terminal de Mejillones tiene una capacidad de regasificación de 5.500.000 m³/día y 175.000 m³ de almacenamiento.

Por otra parte, cerca de un 75% del GLP consumido a nivel nacional es importado (FNE, 2020). Existen tres terminales a través de los cuales el GLP ingresa al país: Gasmar y Oxiquím en Quintero y Hualpén en Talcahuano:

- El principal punto de acceso corresponde al Terminal Gasmar, con una capacidad de almacenamiento de 145.000 m³.
- Los terminales de Oxiquím y Hualpén tienen capacidades de almacenamiento de 50.000 y 40.000 m³ respectivamente.

El trazado de los cuatro gaseoductos existentes en Chile asociados al SEN (dos en el norte, uno en el centro y otro en el sur) se presenta en la Figura 34.

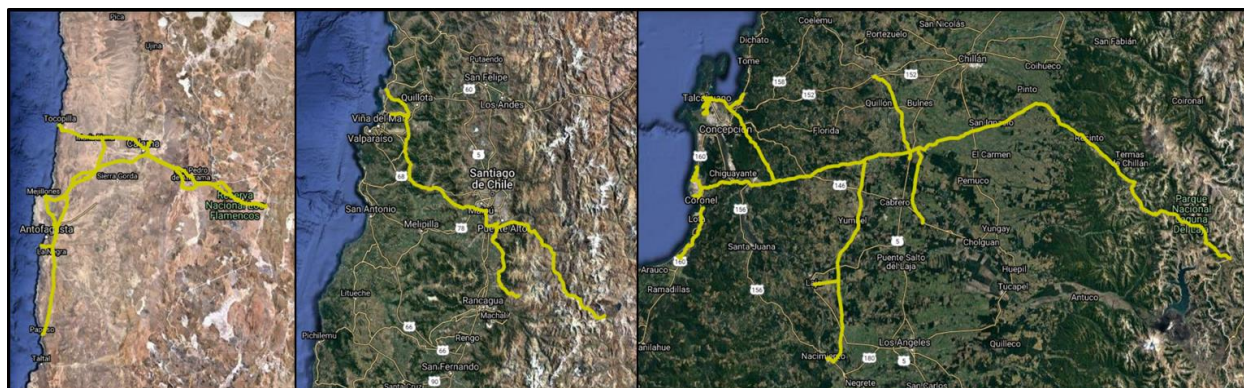


Figura 34: Trazado de los gaseoductos norte, centro y sur. Fuente: elaboración propia.

6.2 Criterios de selección utilizados para definir las 4 centrales a ser estudiadas

A partir del análisis realizado en la Sección 3, se concluye que la alternativa de reconversión a condensadores síncronos posee el grado de madurez necesario para ser evaluada, con un alto potencial de reutilización de la infraestructura de las centrales termoeléctricas a carbón.

A partir del análisis realizado en la Sección 4, se concluye que **no existe una alternativa madura de reconversión de plantas termoeléctricas a carbón que incluya el uso de H₂ u otros gases verdes en caldera**. Por lo tanto, el potencial de reutilización de la infraestructura está limitado a las instalaciones eléctricas y los sistemas de captación de agua y enfriamiento. **Como alternativas de reconversión, se destaca la posibilidad de instalar turbinas a gas, motores a gas o celdas de combustible**, observando una restricción en turbinas y motores de tener que estar ubicado en las cercanías de un gaseoducto.

A partir del análisis realizado en las secciones 4 y 5, se concluye que se debe planificar una transición para las centrales que operan con GN, con un cronograma de mezcla incremental de H₂ hasta alcanzar un 100% de quemado, esto cuando se presente la madurez tecnológica y se hayan desarrollado las distintas etapas de la cadena de valor del H₂ verde, de modo que se asegure el suministro de combustible a las unidades. Alternativamente, las turbinas existentes pueden ser reemplazadas por sistemas nuevos con capacidad de quemar H₂ verde.

De esta forma, en conjunto con la contraparte, se dividen los criterios de decisión para seleccionar las centrales a reconvertir a tecnologías de generación eléctrica con H₂ verde en dos categorías: aspectos asociados a la edad de las centrales y aspectos asociados a la ubicación de las centrales.

6. Aspectos asociados a la edad de la central

- Compromisos de reconversión previamente establecidos.
 - ✓ No se consideran aquellas centrales con compromisos de reconversión previamente establecidos. Por ejemplo, se anunció la reconversión de la CTA y CTH a biomasa, mientras que la central IEM operará con gas natural.
- Estado de la central de acuerdo a sus años en servicio y preferencia de cierre de aquellos activos que han operado por mayor tiempo en el sistema.
 - ✓ No se identifica una tecnología madura de reconversión de caldera con H₂ o NH₃. Por lo tanto, dado que no se reutilizará la infraestructura crítica de la central, su edad no es criterio de selección para la reconversión a operación con gases verdes.

2. Aspectos asociados a la ubicación de las centrales

- Disponibilidad de espacio para poder instalar una central de generación de H₂ verde.
 - ✓ Se lleva a cabo un análisis caso a caso. El detalle de las instalaciones de todos los complejos termoeléctricos en Chile se presenta en el Anexo 3.
- Acceso a red de gas natural para asegurar suministro de combustible económico en los primeros años de servicio.
 - ✓ Se lleva a cabo un análisis caso a caso.
- Potencial de generación renovable en la zona de instalación (o en las cercanías).
 - ✓ Se lleva a cabo un análisis caso a caso. En el norte se considera energía solar fotovoltaica y en el sur energía eólica.

- Punto de conexión al SEN.
 - ✓ Se evalúa el punto de conexión al SEN, para identificar la capacidad de las líneas eléctricas.
- Cercanía a otras industrias potencialmente atractivas para la utilización del hidrógeno verde.
 - ✓ Se evalúa la presencia de industrias potencialmente atractivas para consumir H₂ o gases de síntesis (NH₃). Por ejemplo, la presencia de otras centrales a gas potencialmente convertibles o el caso de industrias de interés como Enaex en Mejillones.

6.3 Determinación de las centrales susceptibles a ser reconvertidas a alguna de las tecnologías previamente analizadas

A partir del análisis realizado, se identifica a Mejillones como la ubicación ideal para llevar a cabo la evaluación de reconversión de centrales termoeléctricas a carbón y a gas. Se observan condiciones favorables para formación de un **cluster** de H₂, con posibilidad de abastecer la demanda local y eventualmente tener perspectivas de exportación. Los principales beneficios asociados a Mejillones son:

- Disponibilidad de espacio suficiente para poder favorecerse de economías de escala para la generación del H₂ verde.
- Posibilidad de generar energía renovable a partir de energía solar en las cercanías.
- Acceso a un puerto que potencialmente podría funcionar como punto de exportación de H₂ verde u otros combustibles sintéticos a partir del H₂ (NH₃, CH₃OH).
- Presencia de otros consumidores potenciales: Enaex posee su planta de producción de NH₃ en las cercanías del complejo termoeléctrico de Mejillones. Además, existe un parque de centrales a gas que a futuro pueden ser potenciales cliente de H₂ verde para su combustión en las turbinas de gas.

De esta forma, se define llevar a cabo las siguientes evaluaciones:

1. Transformación de las unidades Cochrane 1 (CCR1) y Cochrane 2 (CCR2) de AES Gener a tecnologías de generación eléctrica a partir de H₂ verde (turbinas, motores o celdas de combustible).
2. Transformación de las unidades CTM 1 y CTM 2 de Engie a tecnologías de generación eléctrica a partir de H₂ verde (turbinas, motores o celdas de combustible).
3. Transformación de la unidad a gas CTM 3 de Engie a co-combustión de GN – H₂, con una transición hacia la quema de 100% H₂, sujeto a disponibilidad.

Para el caso de los condensadores síncronos, se identifica que existen menores requisitos asociados a la ubicación de la central y la disponibilidad de espacio, dado que la instalación se lleva a cabo en el recinto en que se encuentra el generador a reutilizar. Dado que los requerimientos de reactivos, corriente de corto circuito e inercia en la zona norte, se definió la evaluación de la reconversión de las unidades del complejo termoeléctrico de Tocopilla, NTO 1 y NTO 2 de AES Gener, a condensadores síncronos.

El detalle de las instalaciones de interés presentes en Mejillones se presenta en la Figura 35.



Figura 35: Instalaciones de interés en Mejillones. Fuente: elaboración propia a partir de Google Earth.

7 Análisis técnico – económico de la reconversión de las centrales seleccionadas

A partir de los criterios definidos en la Sección 6, se definen cuatro centrales susceptibles a ser parte de un proceso de reconversión. A continuación, se lleva a cabo un análisis técnico – económico preliminar de la reconversión de las centrales seleccionadas.

Para efectos de este reporte, el análisis de costos asociados a la reconversión de las unidades incorporará las inversiones que se identifiquen como necesarias para poder reconvertir la central y operar de forma confiable y segura, además de los costos de operación y mantenimiento de cada una de las tecnologías detectadas. Se debe entender que los costos definitivos dependerán de las características específicas de cada planta.

7.1 Caso 1: Reconversión de CCR 1 y CCR 2 a tecnologías de generación eléctrica con H₂ verde

Descripción de las unidades

La planta Cochrane, de AES Gener, está localizada en la región de Antofagasta, comuna de Mejillones, a 55 km del puerto de Antofagasta, y su comisionamiento se realizó el año 2016. Sus principales parámetros técnicos se presentan en la Tabla 17. El detalle de las instalaciones se presenta en el Anexo 3.

Tabla 17: Parámetros Técnicos de Cochrane 1 y Cochrane 2. Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

Unidad	Tecnología	Potencia neta [MW]	Año inicio operaciones	Conexión al SEN
CCR1	Carbón pulverizado	244,9	2016	S/E Cochrane 220 kV
CCR2	Carbón pulverizado	244,7	2016	S/E Cochrane 220 kV

Disponibilidad de espacio

El análisis de las superficies a considerar para las tecnologías de generación eléctrica a partir de H₂ verde para una eventual instalación en los terrenos de las centrales termoeléctricas, se lleva a cabo en base a disponibilidad de información pública por parte de los proveedores. En primera instancia se evalúa la disponibilidad de espacio en el complejo de generación de Cochrane, cuyo detalle se presenta a continuación.

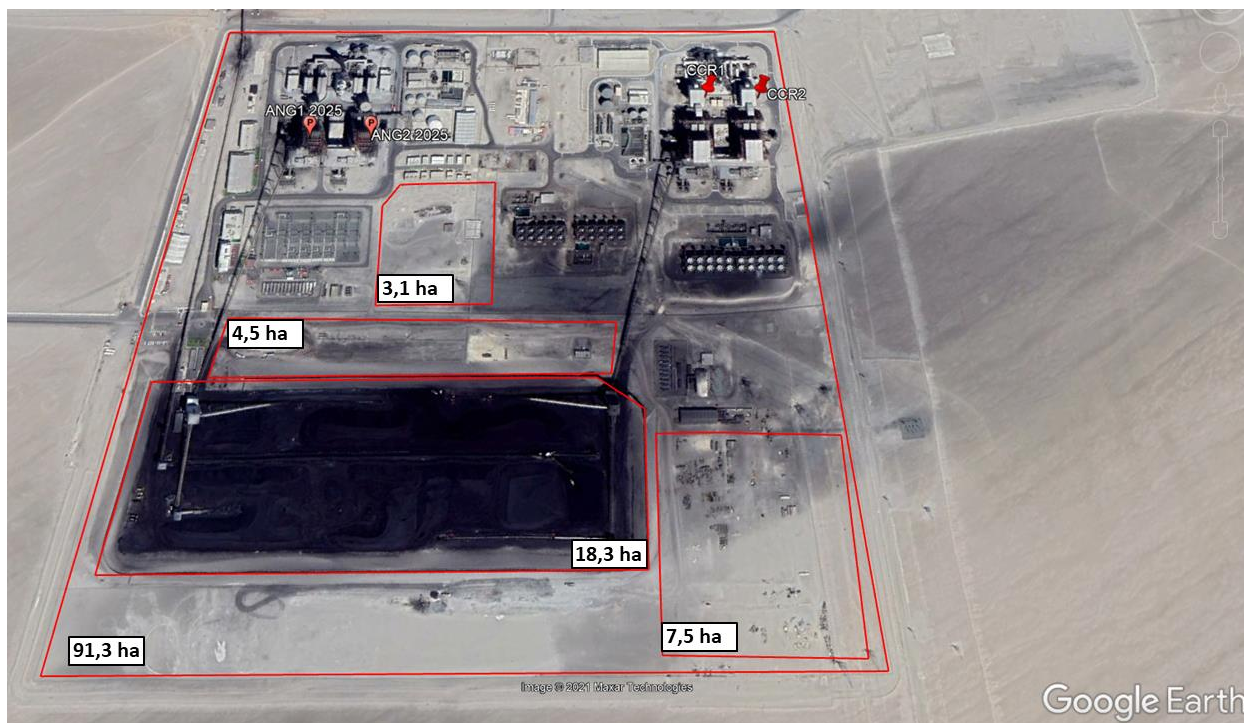


Figura 36: Estimación de la disponibilidad de espacio en el complejo termoeléctrico de Angamos – Cochrane. Fuente: elaboración propia a partir de Google Earth.

A partir de la figura, se identifica que la superficie total del complejo termoeléctrico es cercana a las 91 hectáreas, con la cancha a carbón utilizando una superficie aproximada de 18 hectáreas, mientras que se identifican espacios con construcciones menores potencialmente reutilizables de 15,1 hectáreas.

Para evaluar las exigencias de superficie de una instalación de turbinas, motores o celdas de combustible, se utiliza como base de comparación un *layout* de ejemplo para cada tecnología, de acuerdo a información obtenida de proveedores. Los casos considerados son listados a continuación:

- En el caso de las turbinas, se presenta la información del proveedor General Electric, para modelo de ciclo combinado 1x1 9HA.01³³ de eje único (SS) y eje múltiple (MS), con una capacidad del generador de 600 MW.
- En el caso de los motores, se escala a partir de la información del proveedor Wärtsilä, para una central eléctrica modular compacta de 100 MW equipada con 6 motores del tipo W18V50SG.
- Para las celdas de combustible, se cuenta con la información del proveedor Doosan, cuyo modelo de celda de combustible *PureCell Model 400 Hydrogen* fue utilizado para la construcción de la central de generación eléctrica de Hanwha Doosan.

El detalle del análisis realizado se presenta en el Anexo 4. A continuación, se detallan las dimensiones y los requisitos de superficie para las tres alternativas tecnológicas identificadas:

³³ De acuerdo a la información publicada por GE, la clase HA tiene una capacidad de quema de H₂ de un 50% vol., con una capacidad futura del 100% de H₂ a ser alcanzada de aquí al 2030.

Tabla 18: Requisitos de espacio de instalación de tecnologías identificadas. Fuente: elaboración propia.

Característica	Motores Wärtsilä 100 MW	Single-Shaft 600 MW CC GE	Multiple-Shaft 600 MW CC GE	Celdas de combustible Doosan 50 MW
Dimensiones (m)	96,5x91,8	143x91	172x91	5 módulos de 4 pisos de 35x29
Superficie (ha)	0,95	1,3	1,56	0,55 ³⁴

Los valores presentados corresponden a los requisitos de superficie típicos de cada tecnología, considerando la instalación de un nuevo proyecto. De esta forma, se identifica preliminarmente que existe espacio para poder instalar un nuevo sistema de generación, ya sea de turbinas, motores o celdas de combustible. Adicionalmente, se prevé necesario estudiar la rosa de vientos, para seleccionar la ubicación con el menor impacto por el carboncillo.

Infraestructura reutilizada

De acuerdo con el análisis llevado a cabo en la Sección 4, el potencial de reutilización de infraestructura para la instalación de una unidad de generación eléctrica a partir de turbinas, motores o celdas de combustible se reduce a la infraestructura eléctrica y los edificios administrativos³⁵. El potencial de ahorro asociado se estima de acuerdo al porcentaje del costo total de instalación que corresponde a la infraestructura eléctrica y los edificios administrativos, de acuerdo con la Administración de Información Energética de Estados Unidos (U.S. EIA, 2020)³⁶.

Tabla 19: Porcentaje del total de los costos de instalación asociados a las instalaciones reutilizables. Fuente: (U.S. EIA, 2020).

Instalación	Turbina CS	Turbina CC	Motores	Celdas de combustibles
Línea eléctrica existente	0,49%	0,4%	1,9%	0%
Terreno existente	0,97%	0,4%	0,8%	0,1%

La reutilización de infraestructura implica un potencial de ahorro total aproximado de 3% en el caso de la instalación de los motores.

El análisis de costos de la instalación de turbinas, motores o celdas de combustibles en reemplazo de la caldera se presenta de acuerdo a la siguiente estructura (Energinet, 2020):

- El CAPEX de la inversión en millones de euros por MW instalado.
- Los costos de operación y mantenimiento fijos, en millones de euros por MW instalado por año.

³⁴ Estimación hecha acuerdo al análisis realizado en el Anexo 4. Se debe considerar que este valor está sujeto a variar dependiendo de la forma en la que se organicen los módulos de celdas de combustible.

³⁵ Adicionalmente, para el caso de las turbinas de ciclo combinado, se recomienda evaluar la alternativa de reutilizar la turbina de vapor y el generador.

³⁶ Esto está sujeto a la distancia considerada como base de cálculo para la línea de conexión. Para efectos de este análisis, se considera una distancia de 1,6 kilómetros con una tensión que oscila entre los 230 kilovoltios (kV) y los 500 kV en función de la capacidad de la unidad (U.S. EIA, 2020).

- Los costos de operación y mantenimiento variables en euros por MWh, asociados al consumo de agua, descarga de residuos, químicos, utilización de amoníaco y consumo de lubricante, entre otros.

Tabla 20: Estimación de costos de las alternativas de generación eléctrica con gases verdes. Fuente: (Energinet, 2020).

	Turbina CS	Turbina CC	Motores	Celdas de combustible
CAPEX (M€/MW)	0,59	0,88	0,95	4,4
OPEX fijo (M€/MW/año)	0,0195	0,0293	0,0098	0,22
OPEX variable (€/MWh)	4,4	4,4	5,4	- ³⁷

De acuerdo a las reuniones sostenidas por el equipo consultor con General Electric, los costos asociados al suministro del H₂ a la central generadora son un factor crítico a la hora de evaluar la viabilidad de un proyecto. Por lo tanto, para complementar este análisis, se recomienda estudiar las otras instalaciones asociadas a la cadena de valor del H₂ verde y que tendrán impacto en la factibilidad del proyecto: generación de electricidad renovable para alimentar a la producción de H₂, la planta de electrólisis, los sistemas de tuberías para transportar el H₂, las estaciones de almacenamiento estratégico, entre otros.

Los requisitos de alimentación de H₂ para una instalación de un ciclo combinado de 500 MW en reemplazo de las calderas de Cochrane1 y Cochrane2 son de 500 – 600 ton/día, para un régimen de operación de 24 horas diarias. En caso de considerar requisitos de almacenamiento para 48 horas continuas de operación, se estima la necesidad de contar con capacidad de acopio de 1.000 – 1.200 ton H₂ (U.S. DOE, 2020)

7.2 Caso 2: Reconversión de CTM1 y CTM2 a tecnologías de generación eléctrica con H₂ verde

Descripción de las unidades

La planta Central Térmica Mejillones (CTM) de Engie, está localizada en la región de Antofagasta, comuna de Mejillones, a 55 km del puerto de Antofagasta, y su comisionamiento se realizó el año 1996 (unidad 1) y 1998 (unidad 2). Sus principales parámetros técnicos se presentan en la Tabla 21 mientras que el detalle de las instalaciones se encuentra en el Anexo 3.

Tabla 21: Parámetros Técnicos de CTM1 y CTM2. Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

Unidad	Tecnología	Potencia neta [MW]	Año inicio operaciones	Conexión al SEN
CTM1	Carbón pulverizado	146,5	1996	S/E Chacaya 220 kV
CTM2	Carbón pulverizado	156,6	1998	S/E Chacaya 220 kV

Disponibilidad de espacio

³⁷ Dada la operación a menores temperaturas y la obtención de agua como único residuo, se considera que los costos de O&M variables para las celdas de combustible son despreciables.

El análisis de las superficies a considerar para las tecnologías de generación eléctrica a partir de gases verdes, para una eventual instalación en los terrenos de las centrales termoeléctricas, se lleva a cabo en base a disponibilidad de información pública por parte de los proveedores. En primera instancia se evalúa la disponibilidad de espacio en el complejo de generación de la Central Térmica Mejillones, cuyo detalle se presenta a continuación.

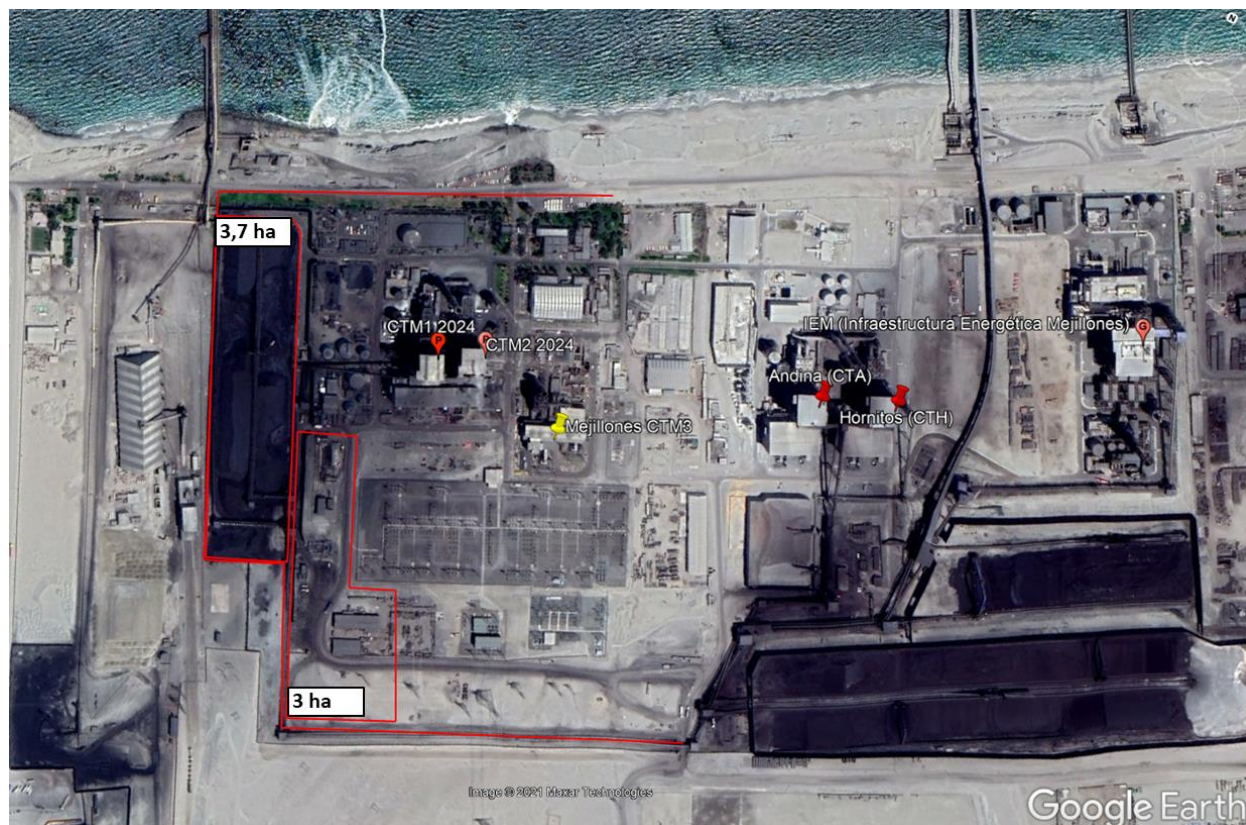


Figura 37: Estimación de la disponibilidad de espacio en el complejo termoeléctrico de la Central Térmica Mejillones. Fuente: elaboración propia a partir de Google Earth.

Se estima que la superficie total del complejo termoeléctrico es cercana a las 29 hectáreas, con la cancha a carbón utilizando una superficie aproximada de 3,7 hectáreas, mientras que se identifican espacios con construcciones menores potencialmente reutilizables de 3 hectáreas.

De esta forma, se destaca una menor disponibilidad de espacio que para el caso de Cochrane. No obstante, dados los requisitos de superficie de las instalaciones presentados en la Tabla 18, se observa que existe lugar para poder instalar una nueva unidad de generación eléctrica a partir de motores, turbinas o celdas de combustibles.

Ante un escenario de mayor certeza con respecto al futuro de la infraestructura de la central térmica a carbón por parte del dueño de las instalaciones, la cancha de carbón se presentaría como una ubicación potencial para poder instalar un nuevo sistema de generación.

Al tratarse de instalaciones nuevas con limitado potencial de reutilización de infraestructura, el análisis de las inversiones y los costos O&M corresponde al presentado en la Sección 7.1. Para complementar este análisis, se recomienda estudiar las otras instalaciones asociadas a la cadena de valor del H₂ verde y que tendrán impacto en la factibilidad del proyecto: generación de electricidad renovable para alimentar a la producción de H₂, la planta de electrólisis, los sistemas de tuberías para transportar el H₂, las estaciones de almacenamiento estratégico, entre otros.

Los requisitos de alimentación de H₂ para una instalación de un ciclo combinado de 300 MW en reemplazo de las calderas de CTM1 y CTM2 son de 300 – 360 ton/día, para un régimen de operación de 24 horas diarias. En caso de considerar requisitos de almacenamiento para 48 horas continuas de operación, se estima la necesidad de contar con capacidad de acopio de 600 – 720 ton H₂ (U.S. DOE, 2020).

7.3 Caso 3: CTM3 a co-combustión de GN – H₂ y transición a 100% de H₂

Descripción de la unidad

La unidad 3 de la Central Térmica Mejillones (CTM), de Engie, está localizada en la región de Antofagasta, comuna de Mejillones, a 55 km del puerto de Antofagasta, y su comisionamiento se realizó el año 2000. Sus principales parámetros técnicos se presentan en la Tabla 22.

Tabla 22: Parámetros Técnicos de CTM3. Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

Unidad	Tecnología	Potencia neta CA [MW]	Potencia neta CC [MW]	Año inicio operaciones	Conexión al SEN
CTM3	Ciclo combinado 1X1	156,3	240,9	2000	S/E Chacaya 220 kV

La turbina de gas de la central CTM3 es de marca Ansaldo Siemens, de modelo V94.2. Esta turbina Siemens es equivalente a la SGT5-2000E, que de acuerdo a la información publicada por Siemens puede combustionar un 30% de H₂ en volumen. No obstante, no se tiene información del sistema de combustión instalado en CTM3, el cuál puede tener un impacto en el porcentaje de mezcla final (para mayor detalle revisar el ejemplo de Long Ridge, en la Sección 5.1.3).

Los porcentajes de mezcla definitivos de H₂ con GN están sujetos a la clase de la turbina, el modelo y el sistema de quemadores instalado: difusivo o premezclado. La información pública de proveedores respecto a los porcentajes de mezcla de H₂ actualmente factibles no se presenta claramente; por lo tanto, el equipo consultor llevó a cabo un requisito de información a la empresa General Electric, la cual se encuentra presente en el 72% de las instalaciones de turbinas en Chile.

A partir del requisito de información, se identifican los siguientes escenarios de reconversión para la central CTM3, los cuales estarán sujetos a un análisis técnico del estado actual de las unidades:

- Mezclar un 5% de H₂ (vol.) sin requerir modificaciones de hardware, más allá de la instalación de un sistema de mezclado de H₂ y GN; el costo asociado al sistema de mezclado se estima en 2 MUSD.

- Para analizar un porcentaje de mezcla superior, se tendrá que realizar un estudio de ingeniería y así entender cuál es el hardware de combustión aplicable a la central CTM3, entender las capacidades de la cámara de combustión y revisar si será necesario realizar otras modificaciones en las boquillas de combustible, o en otra parte del hardware de combustión o en los sistemas auxiliares. Además, se debe evaluar de qué forma afectará esa nueva composición de combustible mezclado a las emisiones de NOx, y qué otros impactos habrá que considerar.
- Dado que la central ha operado más de 20 años desde su comisionamiento, podría evaluarse la alternativa de tener que instalar una nueva turbina. En ese caso, el análisis de las inversiones asociadas y los costos de operación y mantenimiento es el que se presenta en la Sección 7.1.

Los requisitos de alimentación de H₂ para una instalación de un ciclo combinado de 250 MW en reemplazo del ciclo combinado de CTM3 son de 250 – 300 ton/día, para un régimen de operación de 24 horas diarias. En caso de considerar requisitos de almacenamiento para 48 horas continuas de operación, se estima la necesidad de contar con capacidad de acopio de 500 – 600 ton H₂ (U.S. DOE, 2020)

7.4 Caso 4: NTO1 y NTO2 a condensadores síncronos

Descripción de las unidades

La planta Nueva Tocopilla (NTO) de AES Gener, está localizada en una zona industrial 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). Cabe mencionar que Engie es la propietaria del puerto. En la Tabla 22 se presentan los parámetros técnicos. El detalle de las instalaciones se presenta en la Figura 38.

Tabla 23: Parámetros Técnicos de NTO1 y NTO2. Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

Unidad	Tecnología	Potencia neta [MW]	Año inicio operaciones	Conexión al SEN
NTO1	Carbón pulverizado	130,4	1995	S/E Norgener 220 kV
NTO2	Carbón pulverizado	131,9	1997	S/E Norgener 220 kV

Tal como se presentó en la Sección 3, convertir un generador retirado para que funcione como condensador síncrono es una evaluación totalmente diferente a la instalación de un nuevo condensador, ya que casi el 90% del equipo necesario ya está instalado en la central, la interconexión con la subestación está establecida y el equipo auxiliar ha sido utilizado continuamente desde el comisionamiento (EPRI, 2014).

La reconversión de un generador accionado por turbina a un condensador síncrono debe ser llevada a cabo mediante un estudio de ingeniería de detalle, ya que implica cambios en los sistemas de control, protección y funcionamiento, además de cambios mecánicos (EME, 2017).



Figura 38: Instalaciones del complejo termoelectrico en Tocopilla. Fuente: (GIZ, Ministerio de Energía, Inodú, 2018).

Los costos asociados al proceso de reconversión se dividen en costos directos e indirectos, de acuerdo con (SNC Lavalin, 2011) y se presentan en la Tabla 24.

Tabla 24: Costos directos e indirectos de reconversión de una central a condensadores síncronos. Fuente: (SNC Lavalin, 2011).

Costos directos	Costos indirectos
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Cojinete de empuje, incluido el eje de unión y el engranaje giratorio. ▪ Interruptor de salida del arranque estático cada unidad. ▪ Arranques estáticos. ▪ Transformadores de excitación. ▪ Suministro de interruptores cada unidad. ▪ Cables y terminaciones de medio voltaje. ▪ Cables y terminaciones de control. ▪ Bandejas de cables y hardware. ▪ Previsión de adiciones al sistema de aceite lubricante de la turbina. ▪ Asignación para bomba de enfriamiento adicional y el aumento de la capacidad. ▪ Ampliación del piso de la plataforma adyacente a la unidad. ▪ Integración del sistema. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ingeniería (10%). ▪ Rango de escalabilidad (2%/año). ▪ Costos empresa contratista. ▪ Contingencias (10%).
Total (USD ³⁸): 1.981.715	Total (USD): 699.808

Los resultados presentados corresponden a los costos asociados a la reconversión de un condensador síncrono, a partir de la evaluación económica llevada a cabo por SNC Lavalin en Montreal, Canadá, la cual involucró la reconversión de dos generadores de 195 MVA cada uno.

³⁸ Valores originales en dólares canadienses 2011. Valores presentados en dólares americanos 2021.

Adicionalmente, de acuerdo a entrevistas realizada con un proveedor, se identifica un costo por el proceso de reconversión estimado en 1,8 – 2 MUSD, además de un costo asociado a la compra de un *flywheel* e ingeniería para aumentar la inercia del equipo, estimado en 1 – 1.5 MUSD.

8 Conclusiones y recomendaciones

Este reporte analizó las alternativas de reconversión de las centrales termoeléctricas a carbón y a gas a tecnologías no contaminantes con hidrógeno verde y a condensadores síncronos.

Las principales conclusiones respecto de la conversión de centrales térmicas a carbón a condensadores síncronos se listan a continuación:

- La reconversión de centrales térmicas a carbón a condensadores síncronos es una alternativa madura que permite reutilizar el generador y la infraestructura eléctrica.
- A nivel internacional es posible encontrar múltiples experiencias asociadas al uso de condensadores síncronos y a la conversión de centrales térmicas a condensadores síncronos, con motivo de refuerzo del sistema ante condiciones de inestabilidad en zonas específicas ante el creciente nivel de participación de energía renovable variable. Particularmente, se busca aumentar la provisión de potencia reactiva y proveer inercia ante la salida de operación de algún tipo de unidad generadora.
- La opción de conversión de centrales termoeléctricas a condensadores síncronos para proveer servicios de regulación de tensión puede resultar más beneficiosa desde el punto de vista económico para el sistema que la instalación de STATCOM.
- La disposición de un condensador síncrono en una central termoeléctrica existente no necesariamente es el mejor emplazamiento para instalar capacidad de regulación de tensión.

Las principales conclusiones respecto de la conversión de centrales térmicas a carbón a generación con hidrógeno verde se listan a continuación:

- En caso del uso de combustibles verdes para generación de energía eléctrica en Chile, se sugiere considerar el H_2 verde por sobre alternativas como el NH_3 , CH_4 o CH_3OH , producto de consideraciones de eficiencia de ciclo, emisiones de CO_2 (CH_4/CH_3OH) y características de combustión (NH_3).
- No existe una alternativa madura de reconversión de plantas termoeléctricas a carbón que incluya el uso de H_2 u otros gases verdes en caldera.
- Al evaluar la conversión de centrales termoeléctricas de carbón pulverizado hay dos factores relevantes que considerar: 1.) el tipo de quemador de la caldera (tangenciales o frontales), y 2.) el aporte energético a suministrar con H_2 .
- Actualmente no se identifican experiencias prácticas de este tipo de co-combustión en la industria de generación eléctrica, pero sí existen casos aislados de calderas presentes en la industria química.

Las principales conclusiones respecto del reemplazo del sistema caldera/turbina de vapor en centrales a carbón por equipos de generación eléctrica con H_2 verde se listan a continuación:

- Se necesita contar con sistemas de generación de H_2 en escala, además de la infraestructura necesaria para abastecer a la central con H_2 capacidad de almacenamiento.
- Se necesita balancear el entorno competitivo con la adopción temprana de una opción tecnológica y de proceso emergente, para lo cual se requerirá contar con un adoptador que permita la experimentación.

- Se necesita una transformación y aumento del porcentaje de co-combustión en etapas. Los porcentajes de mezcla estarán determinados por el tipo de instalación (nueva o reconversión) y la disponibilidad de H₂. Esta consideración no aplica para las celdas de combustible.

Las principales conclusiones respecto de la conversión de centrales a gas natural a generación con H₂ verde se listan a continuación:

- El reemplazo incremental del gas natural por H₂ en una unidad de generación eléctrica en funcionamiento es una alternativa que estará sujeta a las limitaciones de diseño de la turbina.
- Los principales criterios a considerar para la mezcla de H₂-GN son la clase de la turbina, el modelo y el sistema de combustión instalados.
- De acuerdo a entrevistas realizadas por el equipo consultor a proveedores, es factible asegurar que se puede mezclar un 5% (vol.) de H₂ sin requerir modificaciones de hardware, más allá de la instalación de un sistema de mezclado de H₂ y gas natural.
- Si se desea quemar porcentajes superiores a un 5% (vol.) de H₂, se deberá realizar un estudio de ingeniería para entender el hardware de combustión aplicable a la unidad y las capacidades de la cámara de combustión.
- En Chile, dada la volatilidad del costo de gas natural y las alzas posibles de esperar a futuro, puede existir la opción de emplear H₂ verde en la medida que los costos de producción disminuyan y los costos de gas natural continúen aumentando.
- Los principales proveedores de turbinas y motores a gas tienen compromisos de quemado de 100% H₂ al 2030.

Por último, las principales conclusiones respecto de la selección de centrales en el SEN con potencial de reconversión a tecnologías de H₂ verde y condensadores síncronos se listan a continuación:

- Se identifica a Mejillones como una de las mejores opciones a evaluar para la reconversión de centrales termoeléctricas a carbón y a gas en tecnologías de generación eléctrica mediante H₂ verde³⁹.
- Dado que el potencial de reutilización de la infraestructura original de la central es bajo, se privilegia la instalación de equipo de generación eléctrica mediante H₂ en superficies actualmente disponibles. De esta forma, se mantiene abierta la alternativa de reutilización o desmantelado de las instalaciones.
- Tanto en el complejo de las unidades Cochrane como en el complejo de las unidades CTM se identifica disponibilidad de espacio para instalar turbinas, motores o celdas de combustible, sin necesidad de desmantelar la infraestructura de las centrales actualmente en funcionamiento.
- De acuerdo a la información publicada por Siemens, la turbina Ansaldo Siemens modelo V94.2 instalada en la central CTM3 puede combustionar un 30% de H₂ en volumen. No obstante, no se tiene información con respecto al tipo de quemadores instalado.

³⁹ No obstante, existe un proyecto de modificación del plan regulador del borde costero que podría dificultar dicho objetivo (más información en: <https://pribca.cl>).

- Dados los requerimientos de reactivos, corriente de corto circuito e inercia en la zona norte, se definió la evaluación de la reconversión de las unidades NTO 1 y NTO 2 en condensadores síncronos.
- Se sugiere realizar un análisis sistémico para evaluar los potenciales beneficios de la instalación de condensadores síncronos, destacando la relación entre el potencial ahorro en las inversiones asociado a la reconversión, y la estimación de los beneficios asociados al punto de conexión al sistema.

9 Referencias bibliográficas

- Ali, M., Saidur, R., & Hossain, M. (2011). A review on emission analysis in cement industries. *Renewable and sustainable energy reviews*, 2252-2261.
- ASME. (31 de 4 de 2021). Assessment of Current Capabilities and Near-Term Availability of Hydrogen-Fired Gas Turbines Considering a Low-Carbon Future. *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*.
- Asociación Chilena de Hidrógeno. (28 de Abril de 2020). Misión Cavendish. *Misión Cavendish*. Santiago, Santiago, Chile: Misión Cavendish.
- Black & Veatch. (12 de 12 de 2012). A Case Study on Coal to Natural Gas Fuel Switch. POWER-GEN INTERNATIONAL.
- Bosch Mobility. (2021). *Fuel-cell stack*. Obtenido de Bosch Mobility: <https://www.bosch-mobility-solutions.com/en/solutions/powertrain/fuel-cell-electric/fuel-cell-stack/>
- Bozzuto, C. (2009). *Clean Combustion Technologies*. Estados Unidos: Alstom.
- Cadent Gas Ltd. (2017). *The Liverpool-Manchester Hydrogen Cluster: A Low Cost, Deliverable Project*. Reino Unido: Progressive Energ Ltd.
- Carbfix. (6 de Noviembre de 2020). Obtenido de <https://www.carbfix.com/>
- Carbon Engineering. (2020). *Our Technology*. Obtenido de <https://carbonengineering.com/our-technology/>
- Carbon Recycling. (2020). *Projects*. Obtenido de <https://www.carbonrecycling.is/projects>
- CarbonCure. (2020). *The Technology*. Obtenido de <https://www.carboncure.com/technology/>
- Cementis. (2020). *Hoja de ruta para el desarrollo de bajas emisiones en la Industria Chilena del Cemento*. Santiago: GIZ.
- CEN. (2021). *Infotécnica*. Coordinador Eléctrico Nacional.
- Chayalakshmi, C., Jangamshetti, D., & Sonoli, S. (2015). Boiler Efficiency Estimation from Hydrogen Content in Fuel. International Conference on Advances in Computing, Communications and Informatics (ICACCI).
- Climeworks. (2020). *Direct air capture: A technology to reverse climate change*. Obtenido de <https://www.climeworks.com/co2-removal>
- Davison, J. (9 de 2016). Review of Gas Turbines and their Ability to use Hydrogen-Containing Fuel Gas. Reino Unido: Energy Technologies Institute.

- de Weck, O., Ross, A., & Rhodes, D. (2012). *Investigating Relationships and Semantic Sets amongst System Lifecycle Properties (Ilities)*. Third International Engineering Systems Symposium. CESUN 2012, Delft University of Technology.
- Deecke, A., & Kaweck, R. (2015). Usage of existing power plants as synchronous condenser. Siemens AG, Power and Gas, Instrumentation and Electrical.
- DOE. (11 de 2015). *Fuel Cells*. Obtenido de Department of Energy: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/11/f27/fcto_fuel_cells_fact_sheet.pdf
- DOE. (2021). *Fuel Cell Systems*. Obtenido de Department of Energy: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/fuel-cell-systems>
- Doosan. (2018). *Doosan PureCell® Model 400 Data sheet*. Obtenido de https://portal.ct.gov/-/media/CSC/3_Petitions-medialibrary/Petitions_MediaLibrary/MediaPetitionNos1441-1450/PE1450/PetitinerSubmissions/Attachments-Best-Western-West-Haven-Fuel-Cell-2021.pdf
- EME. (1 de 2017). Synchronous Condenser Conversions. Pennsylvania, Estados Unidos: EME - Powering Engineered Solutions. Obtenido de <http://emeassociates.com/wp-content/uploads/2017/01/EME-Brochure-Sync-Cond.pdf>
- Energinet. (2020). *Technology Data - Generation of Electricity and District Heating*. Dinamarca: Danish Energy Agency.
- ENTSOE. (2020). *European association for the cooperation of transmission system operators (ENTSOE)*. Obtenido de Synchronous condenser: <https://www.entsoe.eu/Technopedia/techsheets/synchronous-condenser>
- EPRI. (2014). *Converting a Synchronous Generator for Operation as a Synchronous Condenser - Turbine-Generator Topics for Power Plant Engineers*. Electric Power Research Institute.
- EPRI. (2014). *Turbine-Generator Topics for Power Plant Engineers. Converting a Synchronous Generator for Operation as a Synchronous Condenser*. Estados Unidos: Electric Power Research Institute.
- EPRI. (2019). *Hydrogen-Capable Gas Turbines for Deep Decarbonization*. California: Electric Power Research Institute.
- EPRI LCRI. (2021). *Ammonia and hydrogen fuel blends for today's gas turbines: combustion considerations*. Estados Unidos: Electric Power Research Institute - Low-Carbon Resources Initiative.
- ERCOT. (26 de 6 de 2017). SPP-ERCOT Coordinated Lubbock Power and Light - Integration Impact Analysis. Texas, Estados Unidos: ERCOT.
- ETN Global. (2020). Hydrogen Gas Turbines. *THE PATH TOWARDS A ZERO-CARBON GAS TURBINE*. European Turbine Network (ETN Global).

- Fogarty, J., & LeClair, R. (2011). *Converting Existing Synchronous Generators into Synchronous Condensers*. Power Engineering.
- Fogarty, J., & LeClair, R. (2011). *Converting Existing Synchronous Generators into Synchronous Condensers*. Power Engineering.
- Gas Turbine World. (2021). 2021 GTW Handbook.
- General Electric. (2015). *Combined Cycle Power Plant - Best Practices 2015*. Estados Unidos: General Electric Power & Water.
- General Electric. (2021). *Hydrogen as a fuel for gas turbines. A path to lower CO2*.
- General Electric. (2021). Hydrogen for power generation - Experience, requirements, and implications for use in gas turbines. General Electric.
- General Electric. (5 de 7 de 2021). *Synchronous Condensers*. Obtenido de General Electric: <https://www.ge.com/steam-power/products/synchronous-condenser>
- GIZ, Inodú, MEN. (2020). *Guía técnica de buenas prácticas ambientales para el cierre de centrales a carbón*. Santiago: GIZ.
- Goldmeer, J., & Catillaz, J. (5 de 2021). Retrofitting gas turbines for increased hydrogen levels. Estados Unidos: Global Gas Turbine News - ASME.
- Hanwha Energy. (2020). *Hanwha Energy Celebrates Its Completion of the World's First and Largest Byproduct-Hydrogen-Fuel-Cell Power Plant*. Obtenido de Hanwha Energy: https://www.hanwha.com/en/news_and_media/press_release/hanwha-energy-celebrates-its-completion-of-the-worlds-first-and-largest-byproduct-hydrogen-fuel-cell-power-plant.html
- Harding, R. (22 de 7 de 2020). Japan bets on ammonia as the fuel of the future. *Financial Times*.
- HIF. (2020). *DECLARACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL: Proyecto Piloto de Descarbonización y Producción de Combustibles Carbono Neutral*. Obtenido de https://seia.sea.gob.cl/archivos/2020/11/18/0e6_Cap_1_Descripcion_de_Proyecto.pdf
- IEA. (2019). *The Future of Hydrogen*. International Energy Agency.
- IEA. (2020). Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage: CCUS in clean energy transitions. *Energy Technology Perspectives 2020*. International Energy Agency.
- IEA. (1 de 2021). Conditions and Requirements for the Technical Feasibility of a Power System with a High Share of Renewables in France Towards 2050. Francia: Le réseau de transport d'électricité - International Energy Agency.
- INNIO. (2019). *Jenbacher* J420 gas engine harnesses the promise of global renewable energy with hydrogen*. INNIO.

- Inodú. (2018). *Estudio de alternativas tecnológicas al retiro y/o reconversión de las unidades a carbón en Chile*. Santiago, Chile: GIZ, Ministerio de Energía.
- Inodú. (2020). *Identificación de aspectos ambientales, sectoriales y territoriales para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde en toda su cadena de valor*. Santiago: GIZ, Ministerio de Energía.
- Inodú, GIZ. (2020). *Identificación de aspectos ambientales, sectoriales y territoriales para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde en toda su cadena de valor*. Santiago, Chile: GIZ.
- IPA. (26 de 8 de 2021). *IPP Renewed*. Obtenido de Intermountain Power Agency: <https://www.ipautah.com/ipp-renewed/>
- ISCC Plus. (2012). Waste fuels and renewable fuels of non-biological origin. ISCC Plus. Obtenido de https://www.iscc-system.org/wp-content/uploads/2017/02/ISCC_PLUS_260-05_Waste-feedstocks-and-renewable-feedstocks-of-non-biological-origin.pdf
- Jensterle, M., Narita, J., Piria, R., Samadi, S., Pratner, M., Crone, K., . . . Thesen, J. (2019). The role of clean hydrogen in the future energy systems of Japan and Germany. Berlin.
- Kaur, J., & Chaudhuri, N. (2018). *Conversion of Retired Coal-fired Plant to Synchronous Condenser to Support Weak AC Grid*. Pennsylvania: IEEE.
- Kobayashi, H., Hayakawa, A., Kunkuma, K., & Okafor, E. (2018). Science and technology of ammonia combustion. Japón: Proceedings of the Combustion Institute.
- LA DWP. (7 de 2020). Intermountain Power Project & Green Hydrogen. Los Angeles, Estados Unidos: Los Angeles - Department of Water & Power.
- Lee, J., & Coyle, M. (2014). LEVERAGING NATURAL GAS: TECHNICAL CONSIDERATIONS FOR THE CONVERSION OF EXISTING COAL-FIRED BOILERS. Babcock Power Services Inc.
- MAN. (11 de 2019). Engineering the future two-stroke green-ammonia engine. Dinamarca: MAN Energy Solutions.
- Ministerio de Energía. (2020). *Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde*. Obtenido de https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf
- Ministerio de Energía. (2 de 7 de 2021). *¿Qué es el hidrógeno verde?* Obtenido de Ministerio de Energía: <https://energia.gob.cl/h2/Qu%C3%A9-es-el-hidr%C3%B3geno-verde>
- Nguyen, H., Yang, G., Nielsen, A., & Jensen, P. (2018). Combination of Synchronous Condenser and Synthetic Inertia for Frequency Stability Enhancement in Low Inertia Systems. Dinamarca: IEEE Transactions on Sustainable Energy.
- Noble, D., Zhang, Q., Shareef, A., Tootle, J., Meyers, A., & Lieuwen, T. (2006). *SYNGAS MIXTURE COMPOSITION EFFECTS UPON FLASHBACK AND BLOWOUT*. ASME Turbo Expo 2006: Power for Land, Sea and Air.

- Oxford Institute. (2021). The role of hydrogen in the energy transition. *Oxford Institute for Energy Studies - A quarterly journal for debating energy issues and policies*, 1-61.
- Pérez, M., Astudillo, J., & Solis, L. (2021). *Análisis de alternativas tecnológicas que aporten servicios de seguridad al Sistema Eléctrico Nacional*. Santiago: GIZ, Ministerio de Energía.
- Performance Testing Consultancy. (2018). *Validation Tests MT of Cochrane Unit #1 and Unit #2, performed in 2018*. Chile.
- Popov, S., & Baldynov, O. (2018). The Hydrogen Energy Infrastructure Development in Japan. *E3S Web of Conferences*. Green Energy and Smart Grids 2018.
- Posco E&C. (4 de 2016). Design Criteria for Mechanical. Chile: Eléctrica Cochrane. Una empresa AES Gener.
- Proctor, D. (24 de 5 de 2021). *Project Will Burn Ammonia with Coal to Cut Emissions*. Obtenido de Powermag: <https://www.powermag.com/project-will-burn-ammonia-with-coal-to-cut-emissions/>
- Reuters. (24 de 5 de 2021). *Japan's JERA aims to use 20% ammonia at coal power plant in 2024*. Obtenido de Reuters: <https://www.reuters.com/business/energy/japans-jera-aims-use-20-ammonia-coal-power-plant-2024-2021-05-24/>
- Ross, A., Beesemyer, J., & Rhodes, D. (2012). *A Prescriptive Semantic Basis for System Lifecycle Properties*. MIT SEARi Working Paper Series.
- SEA. (6 de 2021). La evaluación de impacto ambiental en el sector productivo energía. *Revista Técnica*. Chile: Servicio de Evaluación Ambiental.
- Shiozawa, B. (13 de 10 de 2020). *Ammonia co-firing in a pulverized coal-fired boiler*. Obtenido de Ammonia Energy Association: <https://www.ammoniaenergy.org/articles/a-deep-dive-into-sip-energy-carriers-ammonia-combustion-research-second-half/>
- Siemens. (4 de 2020). Hydrogen power with Siemens gas turbines. *Reliable carbon-free power with flexibility*. mens Gas and Power GmbH & Co. KG.
- Siemens. (2021). *Zero Emission Hydrogen Turbine Center*. Obtenido de Siemens: <https://www.siemens-energy.com/global/en/priorities/future-technologies/hydrogen/zehtc.html>
- Siemens Energy. (2021). *Gas turbines or gas engines?* Obtenido de Siemens Energy: <https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/power-generation/rice.html>
- Skliutas, J., LaForest, D., D'Aquila, R., Derr, D., & Kronbeck, E. (2009). *Next-Generation Synchronous Condenser Installtion at the VELCO Granite Substation*. IEEE.
- SNC Lavalin. (2011). *Feasibility study of HTGS units 1&2 conversion to synchronous condenser - an evaluation of run up options for generators*. Montreal: SNC Lavalin. Thermal Power Division.

Solidia. (2020). *Solutions*. Obtenido de <https://www.solidiatech.com/solutions.html>

THyGA. (2020). *Impact of hydrogen admixture on combustion processes - Part I: Theory*. FCH Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking - Testing Hydrogen admixture for Gas Applications (THyGA).

U.S. EIA. (2 de 2020). Capital Cost and Performance Characteristic Estimates for Utility Scale Electric Power Generating Technologies. Washington, DC, Estados Unidos: U.S. Department of Energy - Energy Information Administration.

Universidad de Illinois. (30 de 4 de 2017). Illinois Industrial Sources CCS Project Update. Abu Dhabi. Obtenido de <https://www.cslforum.org/cslf/sites/default/files/documents/AbuDhabi2017/Greenberg-ProjectUpdateIICCS-TG-AbuDhabi0517.pdf>

Vattenfall. (2021). *Magnum*. Obtenido de Vattenfall: <https://powerplants.vattenfall.com/magnum/>

Wärtsilä. (2021). *Dictionary of future fuels - future fuels utilising hydrogen*. Obtenido de Wärtsilä: <https://www.wartsila.com/energy/power-to-x-and-future-fuels>

10 Anexos

10.1 Anexo 1: Normativa de emisiones en Chile

10.1.1 Termoeléctricas (DS 13)

La tabla adjunta se muestra a modo de referencia. Para el detalle de los contaminantes y condiciones de medición, referirse al DS indicado.

Tabla 25: emisiones para termoeléctricas según el combustible utilizado.

Termoeléctricas							
contaminante	unidad	existente ≥ 50 MWt			nueva ≥ 50 MWt		
		sólido	líquido	gas	sólido	líquido	gas
MP	mg/Nm ³	50	30	NA	30	30	NA
SO ₂	mg/Nm ³	400	30	NA	200	10	NA
NO _x	mg/Nm ³	500	200	50	200	120	50
Hg	mg/Nm ³	0,1 ⁴⁰			0,1 ⁴¹		

10.1.2 Emisiones de grupos electrógenos en proceso de aprobación (res ex -1671)

La tabla adjunta se muestra a modo de referencia. Para el detalle de los contaminantes y condiciones de medición, referirse al documento indicado.

Tabla 26: emisiones de grupos electrógenos en proceso de aprobación (res ex -1671). Fuente: elaboración propia.

Emisión grupos electrógenos en proceso de aprobación (Medio Ambiente res ex - 1671)							
Desplazamiento (d)	Potencia (P)	Velocidad del motor (n)	CO	HCNM ⁴²	HCNM+NO _x	MP	NO _x
Litro	kW	rpm	g/kWh	g/kWh	g/kWh	g/kWh	g/kWh
Móviles nuevos							

⁴⁰ Carbón y/o petcoke

⁴¹ Carbón y/o petcoke

⁴² Hidrocarburos no metánicos.

	19≤P<37		5,5		7,5	0,6	
	37≤P<75		5,0		4,7	0,4	
	75≤P<130		5,0		4,0	0,3	
	130≤P<560		3,5		4,0	0,2	
Móviles y estacionarios nuevos							
d<10	P≥560		3,5		6,4	0,2	
10≤d<15	P≥560		5,0		7,8	0,27	
15≤d<20	560≤P<3000		5,0		8,7	0,5	
15≤d<20	P>3000		5,0		9,8	0,5	
20≤d<25	P≥560		5,0		9,8	0,5	
25≤d<30	P≥560		5,0		11,0	0,5	
d≥30	P≥560	n<130				0,15 ⁴³	14,4
d≥30	P≥560	130≤n<2000				0,15 ⁴³	44*n ^{-0,23} 44
d≥30	P≥560	2000≤n				0,15 ⁴³	7,7
Móviles cuya importación para uso propio o primera comercialización se realiza a contar de 72 meses desde la entrada en vigencia del DTO.							
	19≤P<37		5,5	NA	4,7	0,03	NA
	37≤P<56		5,0	NA	4,7	0,03	NA
	56≤P<130		5,0	0,19	NA	0,02	0,4
	130≤P<560		3,5	0,19	NA	0,02	0,4
Móviles y estacionarios cuya importación para uso propio o primera comercialización se realiza a contar de 72 meses desde la entrada en vigencia del DTO.							
d<10	P≥560		3,5	0,19	NA	0,03	0,67
10≤d<30	560≤P≤3700		5,0	NA	1,8	0,04	NA

⁴³ Se permite hasta un máximo de 0,4 [g/kWh] cuando esté justificado por consideraciones específicas del proyecto (por ejemplo, viabilidad económica del empleo de combustibles con bajo contenido de azufre, o adición de tratamientos secundarios para cumplir con el límite de 0,15 [g/kWh], y capacidad medioambiental de la ubicación).

⁴⁴ Redondear límite máximo de emisión a un decimal.

10≤d<30	3700<P		5,0	NA	1,8	0,06	NA
d≥30	P≥560	n<130				0,15 ⁴⁵	3,4
d≥30	P≥560	130≤n<2000				0,15 ⁴⁵	9,0*n ^{-0,20} ₄₆
d≥30	P≥560	2000≤n				0,15 ⁴⁵	2,0

⁴⁵ Se permite hasta un máximo de 0,4 [g/kWh] cuando esté justificado por consideraciones específicas del proyecto (por ejemplo, viabilidad económica del empleo de combustibles con bajo contenido de azufre, o adición de tratamientos secundarios para cumplir con el límite de 0,15 [g/kWh], y capacidad medioambiental de la ubicación).

⁴⁶ Redondear límite máximo de emisión a un decimal.

10.3 Anexo 3: Complejos de generación termoeléctrica a carbón en Chile

El detalle de los complejos de generación termoeléctrica en Chile, ordenados de norte a sur, se presenta a continuación: Tocopilla, Mejillones, Guacolda, Ventanas, Bocamina y Santa María de Coronel. Para cada complejo, se destacan las instalaciones de almacenamiento de combustible, las instalaciones del muelle, las unidades de generación, la descarga del agua de refrigeración y la infraestructura eléctrica.



Figura 39: Complejo Tocopilla – Nueva Tocopilla. Fuente: (GIZ, Ministerio de Energía, Inodú, 2018).



Figura 40: Complejo termoeléctrico Mejillones. Fuente: (GIZ, Ministerio de Energía, Inodú, 2018).



Figura 41: Complejo termoeléctrico Angamos – Cochrane. Fuente: (GIZ, Ministerio de Energía, Inodú, 2018).

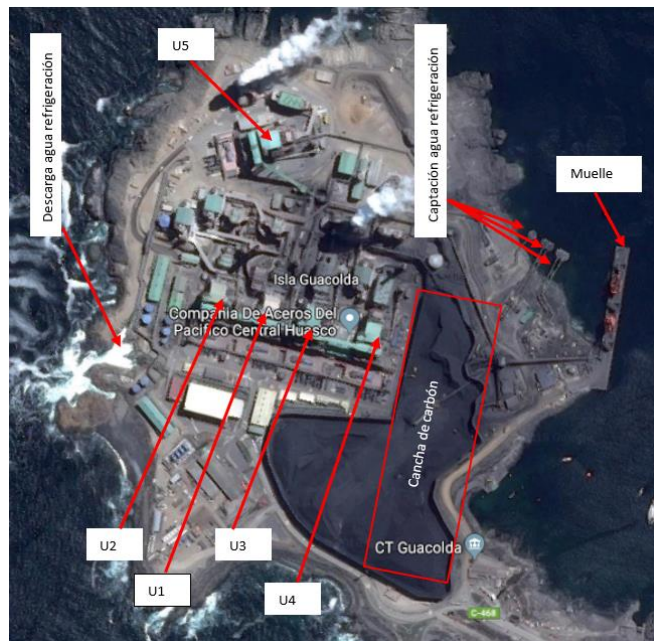


Figura 42: Complejo termoeléctrico Guacolda. Fuente: (GIZ, Ministerio de Energía, Inodú, 2018).

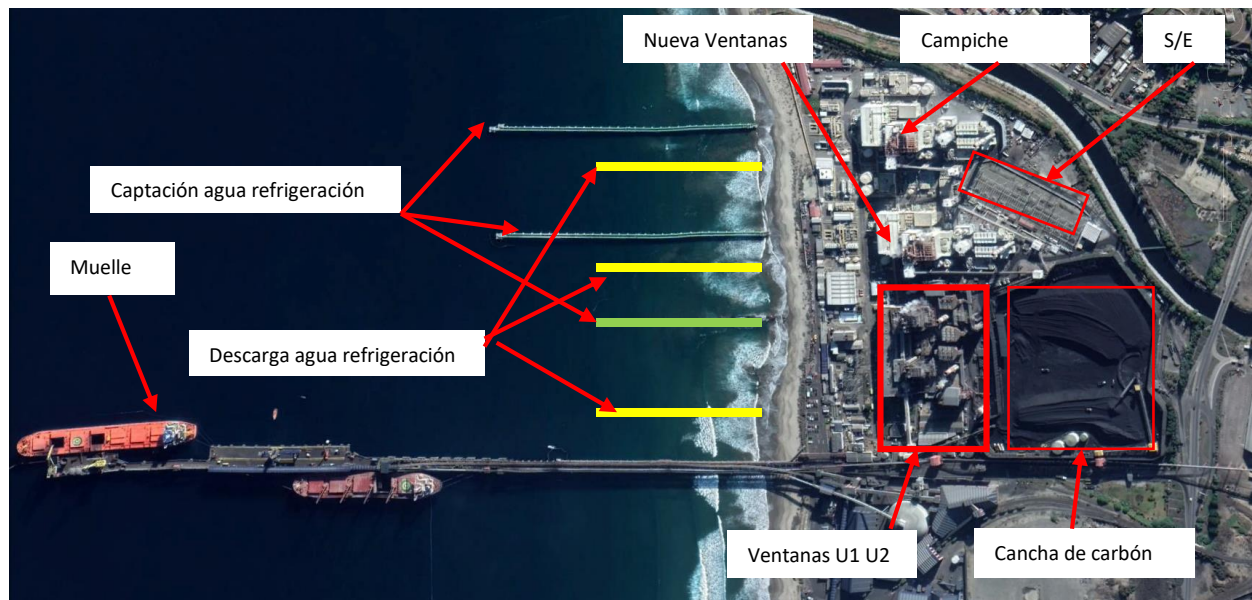


Figura 43: Complejo Ventanas. Fuente: (GIZ, Ministerio de Energía, Inodú, 2018).



Figura 44: Complejo Bocamina. Fuente: (GIZ, Ministerio de Energía, Inodú, 2018).



Figura 45: Complejo Santa María de Coronel. Fuente: (GIZ, Ministerio de Energía, Inodú, 2018).

10.4 Anexo 4: Análisis de superficies requeridas para las tecnologías de generación eléctrica a partir de gases verdes

Turbinas

El análisis de las superficies a considerar para las tecnologías de generación eléctrica a partir de gases verdes, para una eventual instalación en los terrenos de las centrales termoeléctricas, se lleva a cabo en base a disponibilidad de información pública por parte de los proveedores.

En el caso de las turbinas, se presenta la información del proveedor General Electric, para modelo de ciclo combinado 1x1 9HA.01⁴⁷ de eje único (SS) y eje múltiple (MS), con una capacidad del generador de 600 MW. El eje único es la configuración de la isla de potencia donde la turbina de gas y la turbina de vapor comparten un generador, conectadas en un solo eje. Eje múltiple se refiere a las configuraciones de isla de potencia en las que la turbina de gas y el generador de turbina de gas están separados del generador de la turbina de vapor (General Electric, 2015).

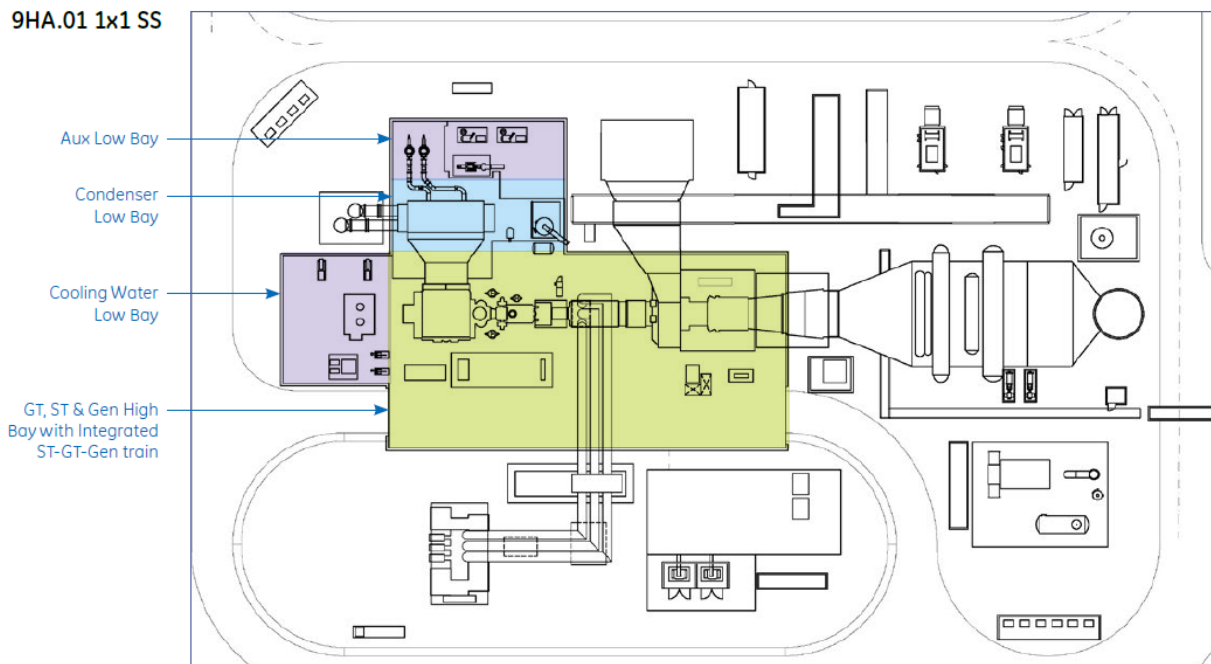


Figura 46: Superficie de la isla de poder del modelo 9HA.01 de eje único. Fuente: (General Electric, 2015).

⁴⁷ De acuerdo a la información publicada por GE, la clase HA tiene una capacidad de quema de H₂ de un 50% vol., con una capacidad futura del H₂ a ser alcanzada de aquí al 2030.

A partir de la información proporcionada por el proveedor, se identifica una superficie total de 0,8 hectáreas, con un hall de motores de 0,15 hectáreas y el balance de planta eléctrico de 0,02 hectáreas.

Celdas de combustible

Para las celdas de combustible, se cuenta con la información del proveedor Doosan, cuyo modelo de celda de combustible *PureCell Model 400 Hydrogen* fue utilizado para la construcción de la central de generación eléctrica de Hanwha Doosan. Esta central de 50 MW cuenta con 114 módulos de celdas de combustible distribuidos a lo largo de 5 edificios de 4 pisos cada uno. El detalle de las dimensiones y las especificaciones físicas de cada uno de los módulos se presenta en la Figura 49.

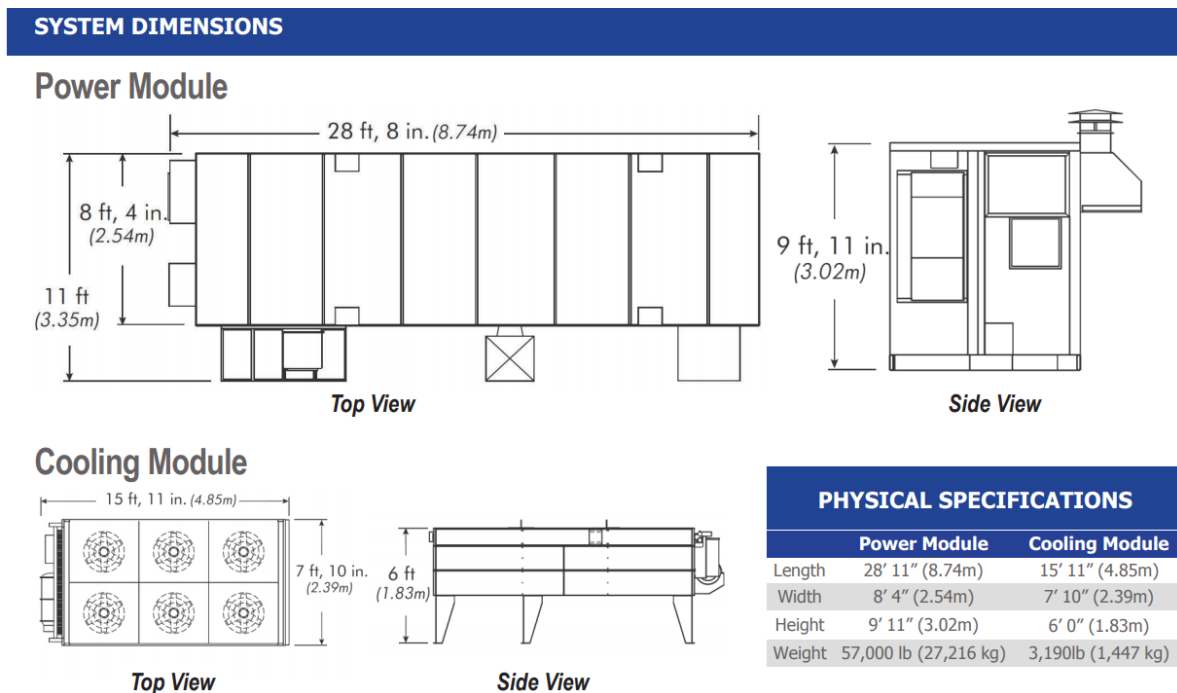


Figura 49: Dimensiones y especificaciones físicas de los módulos de celdas de combustible Doosan. Fuente: (Doosan, 2018).

La visión aérea de las instalaciones de Doosan en Corea del Sur se presenta en la Figura 50. Así, se identifica que las instalaciones de la central de Doosan se encuentran sobre una superficie aproximada de 1,55 hectáreas, con 0,55 hectáreas utilizadas por los 5 edificios que concentran los módulos de celdas de combustibles. De acuerdo a la información del fabricante, no obstante, se considera una superficie estimada de 0,04 ha/MW (Doosan, 2018). Además, de acuerdo a la información pública de la central de Hanwha Doosan de 50 MW, la superficie total utilizada comprende 2 hectáreas. De esta forma, los valores presentados en este reporte tienen el objetivo de servir como guía. Ante un eventual interés mayor, se recomienda contactar a los proveedores.

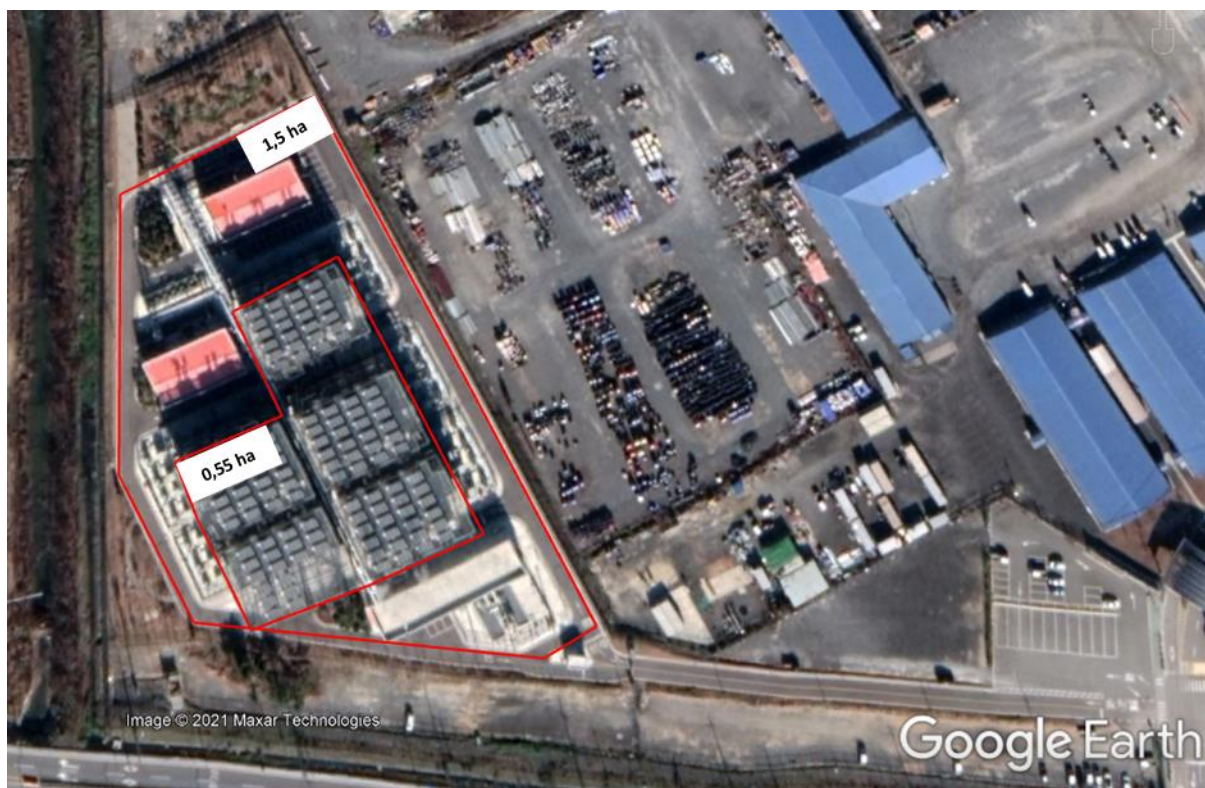


Figura 50: Vista aérea de la central de Hanwha Doosan, Corea del Sur. Fuente: elaboración propia a partir de Google Earth.

A partir del análisis realizado, se identifica que existe un potencial de ahorro en la superficie asociada a una central de generación mediante celdas de combustible, el cual dependerá de la ubicación en la que se ordenen los módulos y la alternativa de llevar a cabo instalaciones de más de un piso.