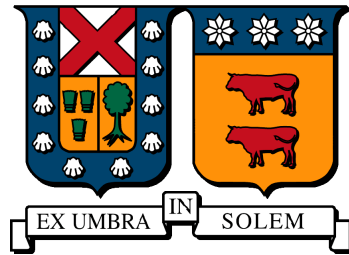


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA
SANTIAGO-CHILE



**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA
PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE
TECNOLOGÍA DE ALMACENAMIENTO
ENERGÉTICO A TRAVÉS DE AIRE
COMPRIMIDO (CAES) EN CHILE**

CLAUDIO ANDRÉS GAETE DURÁN

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO

PROFESOR GUÍA : PHD. RODRIGO BARRAZA
PROFESOR CORREFERENTE : PHD. MIRIAM ROTH

Abril 2019

Agradecimientos

En este largo proceso universitario que concluye con la entrega del presente escrito, son muchas las personas que han estado presentes y han contribuído a lograr este objetivo que me propuse hace aproximadamente siete años. Su apoyo incondicional se ha manifestado tanto con una palabra de apoyo como en la entrega de su cariño y empatía. A ellos dedico un par de párrafos llenos de cariño y agradecimiento.

En primer lugar quiero agradecer a mi familia, especialmente mi madre Diva Durán, mi padre Moisés Gaete Peñaloza, mi hermano Iván Gaete, mi abuela Rosa Mendoza, y mi tía Claudia Durán, a quienes amo fuertemente y son las personas que hicieron esto posible. Ellos me brindaron su apoyo incondicional desde el comienzo de esta travesía, y es necesario mencionar que sin ellos esto no sería posible. Además, quiero incluir a mi abuelo Moisés Gaete Gaete y mi tía Berta Gaete, los cuales a pesar de no estar a tiempo completo conmigo confiaron en mí y mi entrega por lo que hago y amo.

Además, dedico estas palabras a uno de mis mejores amigos, es decir Matías Quezada, persona quien me ayudó siempre que lo necesité con una palabra de apoyo o un fuerte abrazo de amigo. Agradezco su entrega y el fuerte lazo que formamos en este último período.

Por otro lado, dedico un fuerte abrazo y un beso a mi pareja Francisca Arellano, quien me contuvo en muchos momentos críticos, en los cuales me agobié y soportó mi mal ánimo en muchos procesos complejos, poniendo su confianza en mí y entregándome su amor incondicional.

También quiero mencionar a los académicos que trabajaron junto a mí, es decir los profesores David Saldivia, Rodrigo Barraza y Miriam Roth, por su apoyo, ayuda y gen-

tileza. Además de no olvidar a todos los profesores que me enseñaron y formaron como persona y profesional, tal como el profesor Jose Miguel Pinto, con quien trabajé largo tiempo en el departamento de física, específicamente en el equipo de 130 con quien formamos un cálido y unido grupo de trabajo.

Finalmente agradezco a todos mis amigos de la vida, ex compañeros de colegio y de la universidad, a quienes conocí durante este largo período y con quienes compartí la gran parte de este proceso. Entre ellos destaco al gran team de ingenieros mecánicos, grupo el cual formamos durante los primeros años del pregrado.

Gracias a todas y todos por tanto.

Resumen

La presente memoria tiene como objetivo estudiar la factibilidad técnica respecto a la implementación de tecnología de almacenamiento y generación energética a través de aire comprimido (CAES) en Chile, utilizando tuberías instaladas para el transporte y almacenamiento de gas natural. Se presentan diversas alternativas para proponer cuál es la configuración idónea en términos de eficiencia energética, cuáles son los factores críticos influyentes, y las consideraciones que se deben tener en cuenta para determinar si la tecnología es factible técnicamente o no.

La problemática se aborda realizando una revisión de la situación actual en el mundo respecto a las tecnologías de almacenamiento energético y configuraciones CAES propuestas. Además se analiza la situación en Chile de los gasoductos nacionales e internacionales instalados en el país, la tendencia de generación energética durante los últimos años y el marco legal asociado al mercado energético.

Para determinar la factibilidad técnica del sistema CAES se proponen y analizan cuatro alternativas, considerando la implementación a través del diseño específico para sistema CAES, o reacondicionamiento de sistema de potencia a gas. De esta manera se recopila información disponible respecto a los estudios realizados, los avances en la tecnología a nivel mundial, las centrales que se encuentran en operación, proveedores que realizan la instalación específica para este tipo de centrales, análisis de patentes de reacondicionamiento de sistemas de potencia térmicos, etc.

Posteriormente se realiza una adecuación al modelo realizado en el informe de pre-factibilidad [1], para determinar si es o no posible estudiar las configuraciones mediante una simulación en el software Engineering Equation Solver (EES). Para esto se consideran los factores implicados en el sistema de potencia, estableciendo condiciones de

operación, propiedades y factores físicos determinantes. Además se analizan de forma preliminar los posibles costos asociados a la implementación de cada una de las configuraciones propuestas.

Finalmente, se establece un análisis comparativo entre las cuatro propuestas configuraciones y se concluye que la implementación de la tecnología CAES es factible técnicamente haciendo uso de los gasoductos inhabilitados en Chile. Luego, se realizan sugerencias para la futura implementación de esta tecnología, mencionando cuáles son las consideraciones o estudios que se deben realizar para cada una de las configuraciones y por qué.

Una vez analizadas cada una de las configuraciones, se establece y propone la alternativa cinco como la alternativa idónea para la implementación de tecnología CAES en Chile con almacenamiento de aire a través de gasoductos, tomando como referencia y considerando las ventajas y los beneficios de cada alternativa estudiada.

Abstract

The objective of this report is to study the technical feasibility regarding the implementation of energy storage and generation technology through compressed air (CAES) in Chile, using pipes installed for the transport and storage of natural gas. Several alternatives are presented to propose which is the ideal configuration in terms of energy efficiency, which are the influential critical factors, and the considerations that must be taken into account to determine whether the technology is technically feasible or not.

The problem is addressed by reviewing the current situation in the world regarding energy storage technologies and proposed CAES configurations. The situation in Chile is also analyzed with respect to the national and international gas pipelines installed in the country, the trends of energy generation in recent years and the legal framework associated with the energy market.

Four alternatives are analyzed to determine the technical feasibility of the CAES system, considering the implementation through the specific design for this system, or reconditioning of the gas power system. In this way, available information is collected regarding the studies carried out, the advances in technology worldwide, the plants that are in operation, suppliers that perform the specific installation for this type of power plants, patents analysis of thermal power systems reconditioning, etc.

Subsequently, an adaptation is made to the model made in the pre-feasibility report [1], to determine if it is possible to study the configurations by means of a simulation in the Engineering Equation Solver (EES) software. For this, all the influential factors in the power system are considered, establishing operating conditions, properties and determining physical factors. In addition, the possible costs associated with the implementation of each of the proposed configurations are analyzed in a preliminary manner.

Finally, a comparative analysis is established between the four proposed configurations and it is concluded that the implementation of the CAES technology is technically feasible using the gas pipelines disabled in Chile. Then, suggestions are made for the future implementation of said technology, mentioning the considerations or studies that must be carried out for each of the configurations and why.

Once each of the configurations has been analyzed, alternative five is established and proposed as the ideal alternative for the implementation of CAES technology in Chile with air storage through gas pipelines, taking as a reference and considering the advantages and benefits of each alternative studied.

Índice general

1.		1
1.1.	Introducción	1
1.2.	Problemática	4
1.3.	Objetivos	6
1.3.1.	Objetivo general	6
1.3.2.	Objetivos específicos	6
2.	Estado del arte	7
2.1.	Tecnologías de almacenamiento energético	8
2.1.1.	Almacenamiento por calor sensible (TES):	9
2.1.2.	Almacenamiento por calor latente:	15
2.1.3.	Almacenamiento de bombeo hidroeléctrico (PSH):	16
2.1.4.	Almacenamiento en baterías:	18
2.1.5.	Almacenamiento de energía por superconductor magnético:	19
2.1.6.	Otras tecnologías para almacenamiento energético:	20
2.1.7.	Tecnología de almacenamiento y generación energética a través de aire comprimido (CAES):	25
2.1.8.	Comparación entre tecnologías de almacenamiento energético:	30
2.2.	Plantas CAES existentes a nivel mundial	32
2.3.	Situación actual en Chile	43
2.3.1.	Gasoductos en Chile	43
2.3.2.	Energías Renovables en Chile	48
2.3.3.	Generación energética en Chile	48
2.3.4.	Regulación en el mercado energético	49
2.3.5.	Margo legal asociado a la implementación de tecnología CAES	52

3.	Factibilidad técnica planta de tecnología CAES	54
3.1.	Posibles alternativas de implementación CAES	54
3.2.	Situación base	55
3.2.1.	Reacondicionamiento a Turbina a Gas de Ciclo Simple 9171E-9E.03	58
3.2.2.	Principio de funcionamiento, condiciones de diseño y operación TG 9171E-9E.03	58
3.2.3.	Condiciones Operacionales Sistema de Potencia a Gas TG PG9171E	61
3.2.4.	Análisis y consideraciones medioambientales para reacondicionamiento:	63
3.3.	Alternativa 1: Implementación de planta específicamente para aplicación CAES	66
3.4.	Alternativa 2: Sistema de embrague incorporado a sistema de potencia	74
3.5.	Alternativa 3: Extracción de álabes a compresor y turbina	83
3.6.	Alternativa 4: Sobrecarga en turbina y utilización de compresor auxiliar	90
4.	Comparación entre alternativas	95
4.1.	Determinación de factibilidad técnica en base a adecuación de modelo	96
5.	Conclusiones	98
5.1.	Respecto a factibilidad e implementación de tecnología CAES	98
5.2.	Respecto al uso de gasoductos como reservorio	101
5.3.	Respecto a implementación de alternativas	103
5.4.	Alternativa 5: Propuesta de configuración CAES a través de reacondicionamiento	107
5.5.	Conclusiones y sugerencias para trabajos futuros	113
5.5.1.	Modelamiento en detalle de Alternativa 5	113
5.5.2.	Selección de compresor adecuado para reacondicionamiento	113
5.5.3.	Gas alternativo como tecnología CAES	113
5.5.4.	Diseño específico de turbina para operar con aire	115

Índice de figuras

2.1. Gráfico en el que se presenta la capacidad de almacenamiento energético instalada en el mundo [4].	9
2.2. Esquema de almacenamiento energético por bombeo hidroeléctrico [4].	17
2.3. Diagrama de sistema de almacenamiento energético por superconductor magnético (SMES) [8].	20
2.4. Volante de inercia y sus principales componentes [7].	21
2.5. Diagrama de un supercapacitor [4].	22
2.6. Diagrama de tecnología D-CAES.	27
2.7. Diagrama de tecnología A-CAES [12].	28
2.8. Diagrama de tecnología D-CAES con ciclo de vapor [13].	29
2.9. Diagrama de tecnología I-CAES [11].	30
2.10. Vista aérea de planta Huntorf [16].	32
2.11. Reservorios de aire comprimido en planta CAES Huntorf [16].	33
2.12. Principales componentes planta HUNTORF [16].	34
2.13. Sala de máquinas planta Huntorf [17].	35
2.14. Vista aérea planta McIntosh Alabama [19].	37
2.15. Esquema de planta CAES McIntosh [20].	39
2.16. Secuencia de arranque normal en modo compresión [19].	40
2.17. Secuencia de arranque normal en modo generación de potencia [19]. . .	40
2.18. Representación de la planta propuesta CAES en Norton [17].	42
2.19. Red de principales gasoductos en sudamérica [26]. Se pueden apreciar los gasoductos internacionales mencionados anteriormente.	46
2.20. Evolución de la generación de energía bruta en Chile según fuente en las últimas dos décadas [29].	49
3.1. Esquema ciclo Brayton abierto y cerrado, respectivamente.	55

3.2. Gráfico genérico de presión en función del volumen para ciclo simple de turbina a gas [32].	56
3.3. Gráfico genérico de temperatura en función de la entropía para ciclo simple de turbina a gas [32].	56
3.4. Turbina PG9171E-9E.03 [33]	58
3.5. Mapa red de gasoducto GasAtacama [1].	62
3.6. Layout planta de potencia Siemens [35].	67
3.7. Gráfico de secuencia de partida normal en modo generación [35].	69
3.8. Gráfico de secuencia de partida normal en modo compresión [35].	70
3.9. Comparación de tasa de calor entre alternativa Dresser Rand y SCGT [35].	71
3.10. Esquema CAES con embrague incorporado [1].	75
3.11. Componentes del embrague SSS [37].	76
3.12. Embrague enganchado al trinquete. Componente deslizante detenido [37].	78
3.13. Embrague desenganchado al trinquete. Componente deslizante en trayectoria axial [37].	78
3.14. Embrague totalmente enganchado al eje de entrada permitiendo la transmisión [37].	79
3.15. Esquema propuesto con extracción de álabes a turbina y compresor respectivamente. Línea segmentada corresponde a equipos intervenidos [38].	84
3.16. Esquema compresor extra configuración Turbina a Gas.	91
3.17. Esquema compresor extra configuración CAES.	91
5.1. Configuración propuesta para CAES a través de reacondicionamiento.	108
5.2. Modelo STC-GV Siemens [40].	110
5.3. Imagen del turbocompresor STC-GV.	110
5.4. Diagrama de sistema CGES [36].	114

Simbología

CAES	Compressed Air Energy Storage
SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
GNL	Gas Natural Licuado
ENAP	Empresa Nacional del Petróleo
TES	Thermal Energy Storage
PCM	Battery management system
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
SEA	Servicio de Evaluación Ambiental
EERR	Energías Renovables
DFL1	Ley General de Servicios Eléctricos
CDEC	Centro de Despacho Económico de Carga
LBGMA	Ley Sobre Bases Generales del Medio Ambiente
SEIA	Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental
MAP	Muy Alta Presión
AP	Alta presión
BP	Baja presión
SCGT	Simple Cycle Gas Turbine
SSS	Synchro Self Shifting
SPT	Standard Penetration Test
API	American Petroleum Institute
PSH	Pumped Storage Hydropower
TG9171E	Turbina a Gas PG9171E
SMES	Superconducting Magnetic Energy Storage
GSCC	Gas Steam Combined Cycle
SING	Servicio Interconectado Norte Grande
SIC	Servicio Interconectado Central
SEN	Servicio Eléctrico Nacional
EES	Engineering Equation Solver
HES	Hydrogen Energy Storage
CGES	Compressed Gas Energy Storage

Índice de tablas

2.1. Materiales usualmente utilizados en el almacenamiento energético por calor latente [5].	16
2.2. Comparación entre algunos tipos de almacenamiento térmico [5].	16
2.3. Comparación entre costos de capitalización de algunas tecnologías de almacenamiento [14].	31
2.4. Capacidad de almacenamiento eléctrico en los Estados Unidos según tecnología de almacenamiento [15].	31
2.5. Tabla con las condiciones de operación de la planta Huntorf [16].	36
2.6. Tabla con las condiciones de operación de la planta McIntosh [21].	41
2.7. Proyectos CAES actualmente en estudio de factibilidad [1].	42
2.8. Gasoductos internacionales en Chile [26].	45
2.9. Gasoductos nacionales en Chile [26].	47
3.1. Datos de rendimiento TG9171E-9E.03 según especificación ISO [32].	60
3.2. Características y condiciones operacionales en el compresor [1].	61
3.3. Características y condiciones operacionales en la turbina [1].	62
3.4. Características del gasoducto [1].	63
3.5. Parámetros de monitoreo y sus alarmas para descansos hidrodinámicos.	81
4.1. Comparación entre alternativas propuestas para configuración CAES.	95

Capítulo 1

1.1. Introducción

Debido a la relevancia que adquiere la actual condición ambiental en Chile y el mundo, respecto a la emisión de gases contaminantes provenientes de la industria del transporte y energía por la utilización de combustibles fósiles, es que los países se encuentran en una constante búsqueda de nuevas alternativas energéticas provenientes de fuentes renovables no convencionales debido al bajo impacto ambiental que generan. Es decir, las bajas emisiones de contaminantes globales y locales que afectan la preservación de la biodiversidad, la destrucción de la capa de ozono, el incremento del efecto invernadero, la erosión, desertificación, entre otras.

Respecto a dicha crisis es que las alternativas energéticas provenientes de fuentes renovables en las redes de sistemas eléctricos de potencia, han incrementado notablemente en los últimos años tanto en investigación como en implementación. Sin embargo, la energía que proveen dichas fuentes energéticas no es tan fácil de ajustar a los cambios en la demanda como la proveniente de fuentes tradicionales convencionales. Las complicaciones en el almacenaje y las fluctuaciones en sus ciclos diarios, estacionales y climáticos generan poca confiabilidad respecto a la posterior inyección energética a la matriz. En consecuencia, se requiere una reserva energética para suplir dichas fluctuaciones, almacenando energía cuando se producen excedentes y liberándola rápidamente cuando se producen los peaks de demanda energética. Para el almacenamiento energético actualmente existen diversas técnicas utilizadas en el mundo, algunas en operación y otras en proceso de estudio, basándose en criterios técnicos y económicos, y para diversos usos en función de necesidades y aplicaciones específicas.

Una técnica para el almacenamiento y generación energética corresponde a Compressed Air Energy Storage (CAES) lo que consiste en la compresión y posterior almacenamiento de aire a alta presión, para luego ser expandido a través de una turbina y consecuentemente generar energía eléctrica de baja demanda en períodos de alta demanda. Dicha tecnología se presenta como una solución atractiva, clara e innovadora a la industria de la generación energética, precisamente en este caso mediante la utilización de aire comprimido. El propósito es que la energía entregada por la planta pueda ser utilizada cuando sea conveniente en base al costo marginal por generación, de acuerdo a la respectiva relación oferta y demanda en el mercado energético.

Actualmente en Chile existen aproximadamente 3.222 [km] de extensión de gasoductos construidos y destinados al transporte de gas natural, para el abastecimiento de los consumidores de alcance domiciliario e industrial tanto a nivel nacional como internacional. Debido a la crisis del gas natural en Argentina es que ciertos gasoductos no se utilizan para el propósito que fueron construidos, es decir se encuentran subutilizados como almacenadores cuando existe disponibilidad de combustible desde las plantas regasificadoras. Este es el caso del gasoducto GasAtacama, el cual a pesar de poseer aproximadamente 941 [km] de longitud, opera actualmente con un propósito alternativo, es decir como almacenador de gas natural en ciertos intervalos de su extensión. Sin embargo, es posible darle un uso adecuado a los ductos inutilizados o subutilizados aprovechando el potencial que poseen sus características de diseño y la gran capacidad de acumulación. De esta manera se pretende estudiar la factibilidad de los gasoductos como reservorio de aire a alta presión, considerando como almacenador el gasoducto GasAtacama en base a 100 [km] de extensión, precisamente en el tramo Mejillones-Calama.

En la presente memoria, se analiza la situación actual en Chile de los gasoductos disponibles y habilitados en el país, el marco regulatorio, los posibles riesgos que se deben considerar en el estudio de factibilidad técnica de la tecnología CAES y la demanda energética actual por fuentes renovables.

Además, se proponen y evalúan las alternativas y configuraciones para el propuesto sistema de generación de potencia. Posteriormente se determina si es posible su desarrollo o no y qué consideraciones se debería tener al implementar esta tecnología. Para ello, es necesario hacer primero una revisión y un análisis de los estudios realizados,

las alternativas disponibles y las posibles configuraciones que pueda tener la implementación de dicha tecnología. Se pretende identificar y reconocer los factores críticos e influyentes que se deben considerar para establecer la opción más adecuada tomando en cuenta los recursos disponibles en Chile.

Luego se realiza una comparación entre las posibles alternativas mediante una estimación numérica a través del software Engineering Equation Solver, para después realizar un análisis para cada una de ellas por sí solas. Posteriormente se proponen y sugieren soluciones a las problemáticas presentadas en cada configuración para posibles estudios futuros más detallados y específicos.

Finalmente, se concluye que la implementación de tecnología CAES como sistema de almacenamiento y generación energética mediante la utilización de gasoductos como almacenador de aire comprimido es factible técnicamente, y se sugiere la configuración adecuada para su implementación a través de reacondicionamiento e intervención de equipos, de un sistema de generación de turbina a gas convencional de ciclo simple.

1.2. Problemática

Desde la década de los noventa que Chile ha recurrido al gas natural argentino como recurso energético de nivel industrial y domiciliario. Para el transporte y distribución de este combustible se cuenta con diversos gasoductos ubicados en distintos sectores geográficos a lo largo del país, los cuales son fiscalizados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

Debido a la problemática interna en Argentina sobre el año 2004 la cual desencadenó la restricción a la exportación de gas natural del país, el Gobierno de Chile concibió la necesidad de contar con fuentes independientes y accesibles de Gas Natural tal y como sucede con el petróleo que las empresas chilenas adquieren de distintos proveedores internacionales. Dado este contexto, se concluyó que Chile no debía volver a depender de una sola fuente de abastecimiento de gas natural y por tanto debía buscar otras fuentes de suministro existentes a nivel mundial. El Gobierno de Chile decidió instalar terminales marítimos para la recepción y regasificación de Gas Natural Licuado (GNL) que provendría de diversas fuentes extranjeras vía marítima.

La Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) fue la encargada de realizar los estudios que finalmente determinaron la instalación de los terminales de regasificación de GNL en las bahías de Quintero y Mejillones, ubicados en la región de Valparaíso y Antofagasta respectivamente. En estos terminales se recibe Gas Natural en estado líquido, se almacena y posteriormente se regasifica para transportarlo vía gasoductos a los puntos de consumo.

Respecto a lo anteriormente mencionado existen gasoductos que no se utilizan con el fin que se construyeron, produciéndose una alternativa de aprovechamiento de almacenamiento energético debido al desuso o uso alternativo de dichos gasoductos. Estos poseen una amplia extensión, gran capacidad de almacenamiento y están testeados para trabajar a altas condiciones de presión y temperatura. Su presión de diseño corresponde a 100 [bar], pudiendo soportar presiones de hasta 140 [bar] dado que han sido testeados hidráulicamente a esta presión. Sus instalaciones por otro lado, al encontrarse en contacto con el medio ambiente, permiten que el proceso de enfriamiento post compresión del aire se desarrolle de forma natural debido a la diferencia de temperatura entre el aire comprimido y el ambiente logrando la condición de equilibrio térmico.

Es por esto que surge la opción de aprovechar el potencial que otorgan los mencionados gasoductos mediante la implementación de una planta de generación CAES utilizando los recursos disponibles, en particular los gasoductos de transmisión ya construidos y las plantas de potencia térmicas que pueden ser reacondicionadas con el fin de almacenar energía.

Es importante mencionar que la operación de los gasoductos requiere previamente cumplir con una serie de requisitos legales, técnicos y administrativos, tales como contar con su correspondiente concesión, el cumplimiento de la normativa vigente y de protocolos a seguir, impuestos y regulados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles [2].

Dada las problemáticas mencionadas, y como solución a esto surge la idea de generar energía a través de CAES, otorgando de esta manera una solución a la problemática que implica el almacenamiento energético, utilizando los sistemas disponibles y fomentando el uso por fuentes de recursos renovables.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Realizar estudio de factibilidad técnica para la implementación de tecnología de almacenamiento energético a través de aire comprimido (CAES) en Chile, utilizando los gasoductos disponibles como reservorio.

1.3.2. Objetivos específicos

- Revisar el estado del arte en aplicación tecnológica CAES.
- Recopilar información y analizar la situación actual de los gasoductos en Chile.
- Proponer y evaluar técnicamente las configuraciones posibles para sistema CAES.
- Simular las alternativas para el sistema de planta de potencia y realizar un análisis comparativo entre ellas, para la posterior selección de configuración más adecuada para implementación de tecnología CAES.

Capítulo 2

Estado del arte

Para entender el método energético implicado en la tecnología CAES, es necesario entender el proceso en general, los elementos que requiere cada alternativa y cada una de las configuraciones propuestas. En el ítem 2.1 se describe los actuales sistemas de almacenamiento energético, en el ítem 2.2 se presentan los factores a considerar sobre la tecnología CAES, para posteriormente en el ítem 2.3 evaluar la situación actual en el país respecto a los gasoductos de almacenamiento, normativas y la demanda energética renovable.

2.1. Tecnologías de almacenamiento energético

El futuro de los sistemas de energías renovables llama a la introducción de tecnologías integradas para el almacenamiento de energía a gran escala, con el fin de suplir la demanda de energía necesaria de una forma rápida y efectiva. Se pretende que las empresas generadoras posean mucha más flexibilidad en su operación, considerando los equipos y la transmisión energética. Además, la acumulación del exceso energético producido durante la noche por las plantas generadoras de carga base, permitiría a las empresas utilizar la energía durante el día, utilizando completamente su carga base a través de sistemas de almacenamiento y disminuyendo los costos por generación.

Actualmente, existen diversas tecnologías de almacenamiento energético, estudiadas por décadas para su implementación. Cada una de estas tecnologías está dirigida a distintas aplicaciones dentro de la red eléctrica, y en consecuencia, otorga una variedad de potencias de generación (kW a GW) y una escala de índices de descarga (de milisegundos a horas). Algunas de las plantas de almacenamiento son adecuadas, en términos económicos, técnicos y de rendimiento para algunas aplicaciones específicas. Además, dichas plantas están construidas con una capacidad de descarga de potencia específica la cual puede ser ajustada a una potencia menor que la nominal.

Las tecnologías de almacenamiento energético disponibles pueden ser divididas en 4 diferentes tipos, mecánicas, eléctricas, químicas y electroquímicas. Entre las diversas alternativas los sistemas de bombeo hidroeléctrico representan aproximadamente un 99 % de la capacidad de almacenamiento a nivel mundial con 127 [GW], lo que corresponde al 3 % de la potencia instalada. Luego, le sigue el sistema de almacenamiento de aire comprimido (CAES) con una capacidad instalada de 440 [MW] [3]. A continuación en la figura 2.1 se presenta la capacidad de almacenamiento instalada en el mundo.

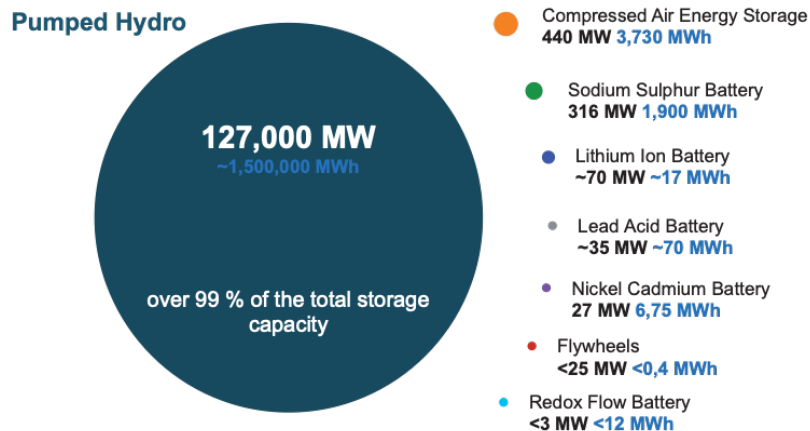


Figura 2.1: Gráfico en el que se presenta la capacidad de almacenamiento energético instalada en el mundo [4].

Otro factor importante a considerar respecto a las tecnologías de almacenamiento corresponde al futuro incierto de las normativas que rigen el mercado energético y la estructura de este. De esta manera las empresas son reguladas, viéndose obligadas a proporcionar alternativas de menor costo y menor impacto ambiental para la construcción de elementos de generación, transmisión y distribución.

Algunas de las técnicas de almacenamiento energético implementadas, y frecuentemente utilizadas en el mercado energético se presentan a continuación:

2.1.1. Almacenamiento por calor sensible (TES):

La tecnología de almacenamiento energético por calor sensible es una de las más conocidas y extendidas en el mundo entero. Esta técnica consiste en la elevación de la temperatura del medio de almacenamiento, por lo que se desea que dicho medio tenga alta capacidad de calor específico, estabilidad a largo plazo bajo los ciclos térmicos y compatibilidad con su contención, dado que de estos factores dependerá la densidad energética contenida. Los tipos de almacenamiento energético por calor sensible pueden clasificarse según su medio en líquidos y sólidos sensibles [5]:

2.1.1.1. Almacenamiento por líquido sensible:

Los líquidos de almacenamiento de calor son abundantes y económicamente competitivos. Algunos de los medios usualmente seleccionados se presentan a continuación:

a) Almacenamiento en agua:

A baja temperatura el agua es uno de los mejores medios de almacenamiento debido a que posee alto calor específico, es barato y ampliamente disponible. Sin embargo, debido a su alta presión de vapor en estado gaseoso su aislamiento es costoso y requiere un reservorio que pueda soportar la contención del fluido a alta presión.

El agua líquida además puede usarse en un amplio rango de temperatura, precisamente entre $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $90\text{ }^{\circ}\text{C}$, sirviendo como un medio de almacenamiento y transporte energético en aplicaciones tales como calefacción de espacios a través de energía solar. Para una variación de temperatura de $60\text{ }^{\circ}\text{C}$, el agua almacena aproximadamente 250 [kJ/kg] .

Debido a la simplicidad de este sistema, una gran cantidad de criterios son aplicables en términos de diseño para el almacenamiento del agua. Los tanques de almacenamiento están contruidos con una amplia variedad de materiales, tales como el acero, aluminio, concreto, entre otros, y están aislados con lana de vidrio, lana mineral o poliuretano. El tamaño del estanque es variable dependiendo del objetivo y para aplicaciones de almacenamiento a gran escala, se han considerado acuíferos naturales subterráneos [5].

b) Almacenamiento en agua salada:

Las piscinas o posas solares son un método simple y económico para la recolección y el almacenamiento de grandes cantidades de energía solar en forma de energía térmica a baja temperatura entre los $50 - 95\text{ }^{\circ}\text{C}$ y p_{atm} . Dichos estanques poseen potencial en aplicaciones de calefacción y refrigeración de espacios,

suministro de procesos industriales y generación eléctrica. Los estanques solares son clasificados de acuerdo a cuatro criterios básicos: convectivos y no convectivos, particionados o no particionados, gelificado o no gelificado y colector separado o almacenamiento en el estanque. Sin embargo, la mayor parte de los trabajos investigativos se concentran actualmente en el gradiente de sal sin convección solar.

En este tipo de estanque solar, se crea un gradiente de densidad utilizando agua que contiene sal, o agua de mar, cuya concentración aumenta con la profundidad de la superficie. El cloruro de sodio ($NaCl$) y el cloruro de magnesio ($MgCl_2$) son las sales más utilizadas en este tipo de estanques. El estanque con gradiente de sal tiene un fondo negro u oscuro donde se absorbe la radiación solar, aumentando la temperatura del agua hasta los $95\text{ }^{\circ}C$. Luego la extracción de la energía térmica almacenada en las capas inferiores del estanque se realiza fácilmente sin perturbar las capas superiores [5].

c) **Almacenamiento en otros fluidos:**

Los fluidos sustitutos comúnmente propuestos para el agua son los aceites a base de petróleo y sales fundidas. Las capacidades caloríficas son más o menos el 25 – 40 % de las del agua a las mismas condiciones. Sin embargo, estas alternativas poseen una presión de vapor menor que el agua y son capaces de operar a altas temperaturas, incluso excediendo los $300\text{ }^{\circ}C$. Los aceites se limitan a menos de $350\text{ }^{\circ}C$ debido a su estabilidad, siendo este sustituto una alternativa bastante cara por razones de seguridad. Otras alternativas son el petróleo y algunas mezclas de sales inorgánicas, como por ejemplo el hidróxido de sodio, el cual puede ser utilizado para temperaturas de hasta $800\text{ }^{\circ}C$.

Si bien la mayoría de las propiedades de las alternativas son similares a las del agua, se caracterizan por poseer un bajo calor específico, una conductividad térmica más alta y un mayor potencial de reactividad con el contenedor

Para la contención de aceites y metales líquidos el acero inoxidable es el material

más utilizado comúnmente, requiriendo una especial atención al mantenimiento de un ambiente libre de oxígeno y óxido para prevenir la corrosión del estanque [5].

2.1.1.2. Almacenamiento por sólido sensible:

Para el almacenamiento de energía térmica tanto de baja como alta temperatura pueden ser utilizados materiales sólidos como rocas, metales, arena, ladrillos, concreto, etc. En este caso la energía se puede almacenar a altas o bajas temperaturas, dado que dichos materiales no se congelarán ni hervirán. De este modo en este sistema no son aplicables las complejidades que posee el almacenamiento líquido, respecto a las limitantes por altas presiones de contención. El más alto conductor en la lista de materiales sólidos para almacenamiento energético sensible corresponde a hierro fundido, el cual supera la densidad energética de almacenamiento del agua. Sin embargo, este material es altamente costoso en comparación a otras alternativas tales como la pila de rocas [5]. A continuación se describen los más conocidos:

a) Almacenamiento en rocas:

Este tipo de almacenamiento es utilizado cuando es difícil almacenar el fluido de trabajo, y es realizado mediante un lecho de rocas o pila de piedras rocosas poco compacta sin polvo, a través de los cuales puede fluir el aire de transporte de calor. La energía térmica se almacena en la cama compacta mientras el aire caliente es forzado a circular para la adición o extracción de energía. La energía almacenada en este sistema depende de las propiedades termofísicas del material y varios parámetros, incluidos el tamaño, la forma de la roca, la densidad del empaquetamiento y la transferencia de calor.

Típicamente, el tamaño característico de las piezas de roca utilizada varían de 1 a 5 [cm] y se recomienda utilizar una magnitud de 300 – 500 [kg] de roca por metro cuadrado de área de colector solar para aplicaciones de calefacción de espacios. Para un cambio de temperatura de 50 °C, las rocas y el concreto almacenarán

alrededor de $36 [kJ/kg]$. Sin embargo, el almacenamiento en lecho de rocas también se puede utilizar para temperaturas mucho más altas de hasta $1.000\text{ }^{\circ}C$.

La energía solar también puede ser almacenada a través de esta tecnología, preferentemente para el uso en calefacción de edificios. Este tipo de almacenamiento se usa muy a menudo para temperaturas de hasta $100\text{ }^{\circ}C$ en combinación con calentadores de aire solares [5].

b) **Almacenamiento en tejidos de construcción:**

Este tipo de almacenamiento de calor ampliamente utilizado en la industria es aplicable a edificios nuevos y existentes, y puede integrarse con sistemas de distribución de calefacción de aire y agua. El material de almacenamiento prevalente es ladrillo cerámico, que consiste en olivino, magnesita, microterma o feolita.

La configuración más utilizada en construcción para el almacenamiento térmico es el calentamiento del suelo, donde este se convierte en una gran superficie radiante de baja temperatura a través del concreto como medio de almacenamiento de calor. El suelo es calentado con un fluido que transfiere calor, usualmente agua con resistencia eléctrica directa a través de conductos [5].

c) **Almacenamiento en metales:**

La mayoría de los materiales propuestos para almacenamiento de energía a alta temperatura corresponden a sales inorgánicas y metales. Entre los metales, aluminio, magnesio y zinc son considerados como propuestas adecuadas. Incluso algunos residuos sólidos provenientes de procesos industriales, como escoria de cobre, hierro y aluminio pueden utilizarse como material de almacenamiento de energía [5].

Estos materiales sólidos de almacenamiento pueden almacenar temperaturas entre un rango de $120 - 1.400\text{ }^{\circ}C$ y son ventajosos por sobre las alternativas cuando

se requiere una alta conductividad térmica. Sin embargo, los costos de implementación son altos [5].

2.1.2. Almacenamiento por calor latente:

El sistema de almacenamiento energético por calor latente es una técnica particularmente atractiva, debido a que proporciona una alta densidad energética y posee la capacidad de almacenar energía como calor latente o de fusión a temperatura teóricamente constante (los sistemas reales muestran una estabilización de la temperatura alrededor de la temperatura de fusión). Los materiales utilizados en sistemas de almacenamiento de calor latente se conocen como cambio de fase (PCM).

En la literatura se ha informado de una gran cantidad de materiales de almacenamiento de calor latente para aplicaciones de almacenamiento en ciertos rangos de temperaturas adecuadas para calefacción y refrigeración. Dichos materiales se pueden clasificar en compuestos inorgánicos, orgánicos y eutécticos [5].

El material más conocido y usualmente utilizado en aplicaciones a través de este sistema corresponde al agua, pero también son consideradas las soluciones salinas (para aplicaciones a baja temperatura), las parafinas, los hidratos de sal, los ácidos grasos, los alcoholes de azúcar (entre $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $130\text{ }^{\circ}\text{C}$) y las sales inorgánicas (para temperaturas superiores a $150\text{ }^{\circ}\text{C}$). Las sales por encima de $250\text{ }^{\circ}\text{C}$ son los materiales más interesantes (nitratos, cloruros, fosfatos, sulfatos, etc).

La mayoría de los PCM son seleccionados en función del costo, y las características a considerar son la capacidad de no separarse en fases, no subenfriarse, no causar corrosión y ser buenos conductores de calor [?].

A continuación en la tabla 2.1 se muestran algunos materiales utilizados para este tipo de almacenamiento energético con sus respectivos rangos de temperatura, temperaturas de transición y la energía que pueden almacenar.

Tabla 2.1: Materiales usualmente utilizados en el almacenamiento energético por calor latente [5].

Rango de Temperatura (°C)	Material	Temperatura de Transición (°C)	Calor de fusión (kJ/kg)
0–100	Agua	0	335
	Parafina	20–60	140–280
	Hidrato de sal	30–50	170–270
100–400	$AlCl_3$	192	280
	$LiNO_3$	250	370
	Na_2O_2	360	314
400–800	$50LiOH/50LiF$	427	512
	$KClO_4$	527	1253
	LiH	699	2678
800–1500	LiF	868	932
	NaF	993	750
	MgF_2	1271	936
	Si	1415	1654

La tabla 2.2 presenta un resumen y algunas propiedades útiles para la comparación de los tipos de almacenamiento por calor sensible y cambio de fase. Los cálculos están realizados en base a un almacenamiento energético de 10^6 [kJ].

Tabla 2.2: Comparación entre algunos tipos de almacenamiento térmico [5].

Propiedad	Material del Almacenamiento de Calor			
	Almacenamiento por Calor Sensible		Materiales Cambio de Fase	
	Roca	Agua	Orgánico	Inorgánico
Calor latente de fusión (kJ/kg)	-	-	190	230
Calor específico (kJ/kg)	1,0	4,2	2,0	2,0
Densidad (kg/m ³)	2.240	1.000	800	1.600
Masa para almacenar 10 ⁶ kJ (kg)	67.000	16.000	5.300	4.350
Masa relativa	15	4	1,25	1,0
Storage volumen for storing 10 ⁶ kJ (m ³)	30	16	6,6	2,7
Volumen relativo	11	6	2,5	1,0

2.1.3. Almacenamiento de bombeo hidroeléctrico (PSH):

Durante aproximadamente 70 años el almacenamiento por bombeo hidráulico ha sido la única técnica de almacenamiento de energía de uso extendido. Tales plantas utilizan energía en períodos de baja demanda para bombear el agua cuesta arriba a un

embalse elevado. Cuando la demanda energética lo requiere el agua es liberada para fluir a un depósito inferior y la energía potencial es utilizada para impulsar las turbinas que acopladas a un generador producirán energía eléctrica.

Este tipo de tecnología requiere una superficie de tierra significativa, con una topografía adecuada para los reservorios superior e inferior, siendo una desventaja la oposición de ciertos grupos ecologistas que protegen el entorno ecológico natural de las diversas especies.

Debido a que generalmente el sistema de almacenamiento energético por bombeo hidroeléctrico posee una alta capacidad, entre 1 [GW] a 2 [GW], los costos de inversión son bastante altos y corresponden aproximadamente a 1.000 [USD/kW]. Además, el alto costo de inversión para este tipo de central produce que los tiempos de construcción sean largos y significativos.

Respecto a la eficiencia del sistema de almacenamiento energético por bombeo hidroeléctrico, se tiene que es alta y bordea usualmente los 70 – 90 %, llegando incluso hasta un 100 % dependiendo de la tecnología utilizada, el tamaño de la planta, la diferencia de altura entre el reservorio inferior y superior, las turbinas utilizadas y el tamaño de la compuerta [6].

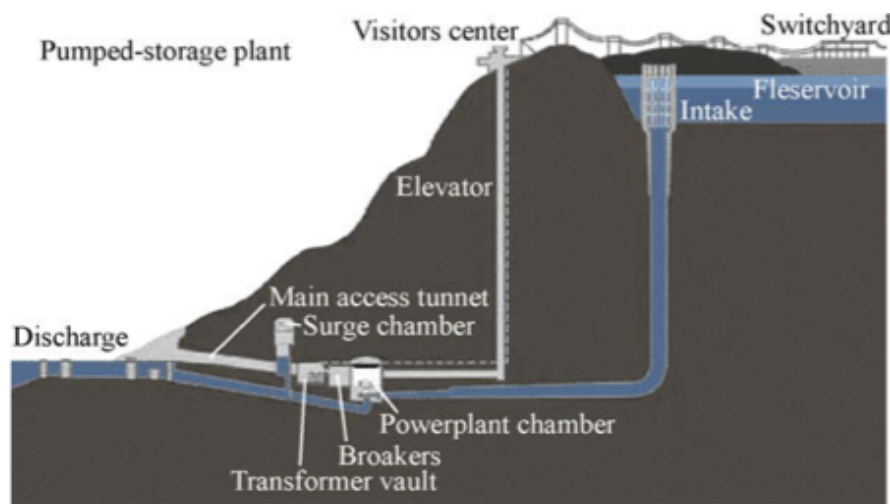


Figura 2.2: Esquema de almacenamiento energético por bombeo hidroeléctrico [4].

2.1.4. Almacenamiento en baterías:

Este tipo de almacenamiento, más familiarizado actualmente en la industria de energía eléctrica es uno de los más flexibles y confiables. Actualmente se pueden clasificar en dos distintos tipos, entre los que se encuentran baterías de flujo y baterías secundarias. Entre las de tipo secundarias se encuentran las baterías de Plomo-Ácido, Níquel, ión Litio, Zinc, entre otras. Las baterías de flujo pueden ser de tipo híbridas o redox [7].

Los sistemas asociados a este tipo de almacenamiento son modulares y silenciosos, y además su respuesta rápida es un factor importante dado que las baterías pueden responder a cambios de carga con diversas capacidades de respuesta, desde milisegundos a horas. Dependiendo del tipo de batería y su composición, la capacidad de almacenamiento varía desde los *kW* a *MW* siendo su eficiencia desde los 50 a 90 % [6].

Dado que las baterías corresponden a un sistema de almacenamiento de tipo electroquímico, su composición puede ser altamente contaminante debido a los componentes que lo conforman, por lo que es muy importante el tratamiento que se le da a los residuos una vez que ha terminado su vida útil, requiriéndose un tratamiento especial para el depósito de dichos residuos. Algunos de los compuestos en baterías corresponden a materiales peligrosos, prohibidos o restringidos en varias jurisdicciones, como por ejemplo el plomo.

Como se ha mencionado anteriormente, para la tecnología de almacenamiento a través de baterías existen distintos tipos, por lo que las ventajas y desventajas son dependientes de las aplicaciones destinadas. Es decir, dependiendo de la situación la relación costo/rendimiento y la complejidad de carga pueden ser favorables o desfavorables. Además, el rendimiento, la densidad energética, y la capacidad de descarga pueden ser altas o bajas dependiendo de su uso.

Los sistemas de batería dependiendo del tipo, se utilizan tanto en aplicaciones móviles como en aplicaciones fijas, por lo que se prevé que dicha tecnología puede jugar un rol bastante importante y significativo en los sistemas de utilidad modernos futuros. Su utilidad puede ser, mitigar las fluctuaciones de salida de algunos tipos de generación, como por ejemplo la energía eólica, suministro energético dentro y fuera de la matriz

y control de eficiencia de la red. Además esta aplicación se encuentra muy presente en las tecnologías de vehículos eléctricos o como batería de arranque en vehículos convencionales.

2.1.5. Almacenamiento de energía por superconductor magnético:

Una propuesta atractiva al almacenamiento energético es el SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage), debido a su alta eficiencia para el almacenamiento de corriente continua CC. La alimentación de corriente alterna fuera de los peaks de demanda, convertida en corriente continua alimenta a una bobina electromagnética en forma de anillos superconductores. La bobina se mantiene a una temperatura superconductiva de aproximadamente $T = 9 [K]$, por un sistema de refrigeración diseñado para cumplir con las propiedades de los materiales especiales utilizados para la fabricación de la bobina magnética. La unidad SMES almacena y descarga corriente continua a eficiencias de aproximadamente 98 % o más, y posee la capacidad de variar entre carga y descarga dentro de 17 milisegundos. La energía de almacenamiento en la bobina es proporcional al cuadrado de la corriente continua fluyendo en dicha bobina [6].

Debido a la alta eficiencia durante cortos períodos de tiempo y una muy rápida capacidad de respuesta, SMES es una alternativa muy apropiada para aplicaciones de corta duración, principalmente estabilizadores de voltaje y aplicaciones de alta calidad energética, como por ejemplo proveer de energía muy limpia en procesos de manufactura de microchips . Además, este tipo de almacenamiento es apropiado para mitigar los impactos negativos de las energías renovables respecto a problemas de calidad energética, especialmente en convertidores de potencia. Por otro lado, una desventaja es el alto costo de capital requerido en el proceso de enfriamiento, debido a la utilización de helio líquido a una temperatura de 4,2 [K] o helio súper fluido a 1,8 [K].

La potencia del almacenamiento energético por súper conductor magnético puede alcanzar los 40 [MW] y la duración del almacenamiento varía desde milisegundos a minutos [8].

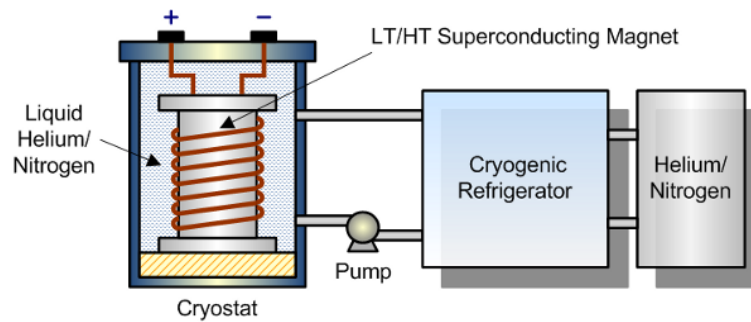


Figura 2.3: Diagrama de sistema de almacenamiento energético por superconductor magnético (SMES) [8].

2.1.6. Otras tecnologías para almacenamiento energético:

A continuación se presentan otras alternativas para el almacenamiento y generación energética:

a) Almacenamiento de energía por volante de inercia:

Otra opción de almacenamiento con operación exitosa es la energía por volante, la cual aprovecha la carga y descarga de energía cinética a través de una rueda giratoria. Dado que durante el almacenamiento, la energía es proporcional al cuadrado de la velocidad de la rueda, el desarrollo de este tipo de tecnología se ha centrado en el uso de materiales compuestos altamente resistentes a la tracción, para de esta manera aumentar la velocidad de la rueda y reducir el tamaño, peso y costo del dispositivo.

Por lo general, pequeños volantes de hasta 1 [kW] por 3 horas y 100 [kW] por 30 segundos han tenido buen éxito comercial, siendo los volantes más grandes de aproximadamente 250 [kW] de 10 a 15 minutos estudiados actualmente para su posterior desarrollo.

La eficiencia de este tipo de energía está dentro del rango de 80 % a 85 % [6].

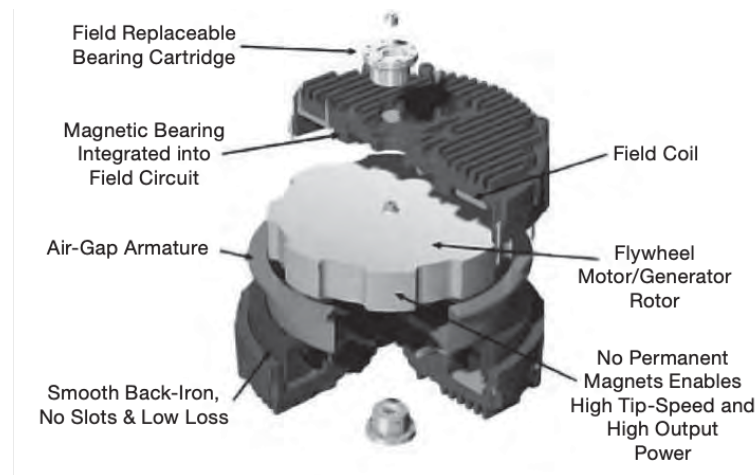


Figura 2.4: Volante de inercia y sus principales componentes [7].

b) Almacenamiento de energía por supercondensadores:

En los últimos 10 años los supercondensadores o supercapacitores originalmente se han desarrollado para aplicaciones comerciales. Estos tipos de condensadores ocupan un muy pequeño volumen que es más de 1.000 veces más pequeño que el tipo de lámina metálica de los condensadores comúnmente utilizados. Como la mayor parte de los condensadores, los supercondensadores son ideales para aplicaciones de alta potencia y descarga en corto tiempo, poseyendo una muy larga vida cíclica.

Actualmente, las aplicaciones comerciales para los supercondensadores consideran menos de 100 [kW] y poseen menos de 1 – 10 segundos de tiempo de descarga. Para el almacenamiento energético las celdas de los supercondensadores se empaquetan en serie a través de módulos, donde los módulos son conectados en paralelo. Esto permite que el dispositivo electrónico sea capaz de almacenar en su interior cargas eléctricas y liberarlas con alta rapidez, generando corrientes eléctricas intensas durante cortos períodos de tiempo (décimas y centésimas de segundo).

El principio de funcionamiento está dado por una diferencia de potencial entre dos conductores metálicos, separados por un material aislante para producir la

acumulación de cargas de distinto signo en cada conductor. La carga acumulada depende de la diferencia de potencial aplicada y la capacitancia del supercondensador [6].

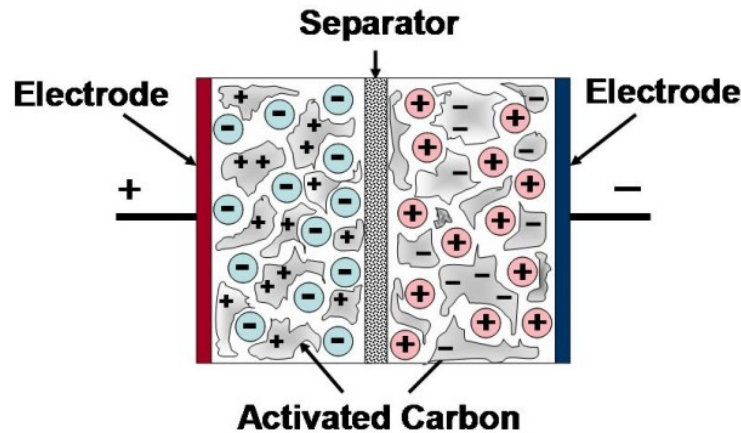


Figura 2.5: Diagrama de un supercapacitor [4].

c) Almacenamiento de energía por hidrógeno:

Debido al gran potencial que posee el hidrógeno como fuente energética, es que actualmente ha aumentado el financiamiento a proyectos investigativos respecto a la implementación de este tipo de sistemas de almacenamiento.

Las celdas de combustible son clave para esta tecnología, debido a que a través de un proceso electroquímico el combustible es combinado con el oxígeno proveniente del aire ambiental para generar energía eléctrica.

La visión a largo plazo para la producción de hidrógeno, es que no vendría reformado del metano o mediante cualquier otro proceso químico usando combustible basado en fósiles. Si no que, sería producido a través de la electrólisis del agua utilizando electricidad fuera de los peaks de demanda, por ejemplo, energía proveniente de las centrales hidroeléctricas, eólicas o fotovoltaicas [6].

Un factor importante a considerar en este tipo de generación consiste en los

desafíos que implica el desarrollo de un sistema de almacenamiento seguro, confiable y de bajo costo para el hidrógeno generado, debido a las altas presiones de almacenamiento. En la actualidad el hidrógeno es producido usualmente a baja presión (2 a 20 [bar]), luego comprimido mecánicamente y almacenado a alta presión (344 [bar]) en tanques, recipientes o tuberías. Sin embargo, bajas cantidades de hidrógeno pueden ser almacenadas en reservorios sobre tierra hasta una presión de 900 [bar].

Este tipo de almacenamiento energético posee una alta densidad energética 0,6 – 1,2 [$\frac{kWh}{kg}$], amplia capacidad para implementación de sistemas sobre un rango desde kW a MW y su construcción modular para sistemas estacionarios permite ampliar la potencia y reconfigurar el sistema post construcción. Además, el almacenamiento puede durar horas, días y meses sin pérdidas de potencia significativas, utilizando esta energía de baja demanda en períodos de alta demanda energética.

No obstante, en comparación con otras alternativas de almacenamiento energético, su eficiencia es baja, rondando aproximadamente entre un 20 % y 50 %, dependiendo de la presión de operación y la eficiencia de la combinación de los elementos para producir potencia a través de esta tecnología.

Los sistemas de almacenamiento energético a través de hidrógeno con celdas de combustibles es la aplicación más común. Aproximadamente 600 sistemas que producen 10 [kW] o más han sido construidos y operados hasta la fecha. Las celdas de combustible junto con motores a gas pueden ser adoptados para combinar el calor y la potencia de generación en instalaciones descentralizadas. Además, este sistema de almacenamiento anexado a turbinas de gas y vapor con hasta cientos de MW , pueden ser utilizadas como plantas de potencia para suplir peaks en la demanda energética [7].

d) **Almacenamiento energético por reacción química:**

Consiste en la aplicación de calor a un compuesto químico para descomponerlo en las partes que lo constituyen y posteriormente almacenarlas por separado. Posteriormente la energía se recupera al permitir la reacción de los componentes químicos, lo cual produce calor. Es esperable que las reacciones de gas-sólido sean las que tengan el mayor potencial, debido a la alta densidad de almacenamiento y a la larga duración de dicha reacción. Varias reacciones han sido estudiadas, pero la mayoría ocurre a temperaturas relativamente altas, la lista incluye la deshidratación de hidratos de sal o hidróxidos de metales, como por ejemplo sulfato hidrato de magnesio o cobre, descarboxilación de carbonatos de zinc, magnesio o calcio a óxidos metálicos y desoxigenación de óxidos metálicos, dado que las reacciones mencionadas anteriormente son endotérmicas y reversibles y tienen lugar en una banda de temperaturas entre los 100 y 1.000 °C, dependiendo de la reacción. La complejidad de esta tecnología se basa en la dificultad en el almacenamiento químico de los componentes [6].

2.1.7. Tecnología de almacenamiento y generación energética a través de aire comprimido (CAES):

La tecnología CAES consiste principalmente en utilizar energía eléctrica proveniente de fuentes energéticas renovables tales como la energía eólica y solar, para posteriormente almacenar dicha energía en forma de aire comprimido y finalmente generar energía eléctrica a través de un tren de expansión cuando se requiera en base a los peaks de demanda energética. El proceso de acumulación de aire comprimido también puede estar dado por el exceso energético producido por las centrales de generación eléctrica convencionales.

Para esto se requiere comprimir el aire a través de un tren de compresión compuesto por un compresor de dos o más etapas, considerando procesos de interenfriamiento y postenfriamiento con el fin de disminuir la humedad contenida en el aire comprimido y evitar daños en el reservorio. Posteriormente el aire es almacenado a altas presiones en reservorios en los períodos de baja demanda energética.

El tipo de reservorio puede ser bajo o sobre la tierra existiendo diversas alternativas. Para los reservorios bajo tierra se cuenta con acuíferos, cavernas de sal o roca, formaciones rocosas porosas, campos de gas natural agotados y recipientes de superficie o algún sistema de tuberías. Este tipo de reservorio considera bajos costos asociados a la preparación del reservorio y un bajo consumo del terreno, siendo una desventaja la limitante en la presión de trabajo y almacenamiento. Otra alternativa para el almacenamiento energético corresponde a reservorios sobre tierra, lo que permite la instalación independientemente de la ubicación y sus condiciones geológicas. Considerando el tipo de material, el reservorio sobre tierra puede almacenar el aire a una presión mayor a lo que permiten los reservorios bajo tierra, lo que implica una mayor densidad energética, como por ejemplo en el presente caso de estudio los gasoductos como reservorio de aire comprimido [9].

Cuando se requiere electricidad para suplir una alta demanda, el aire se retira del reservorio, se calienta a través de la combustión con cualquiera de una variedad de combustibles (por lo general gas natural), y se ejecuta la mezcla de aire y combustible a través del tren de expansión para que las turbinas junto con el generador produzcan energía eléctrica. La potencia generada a través de este sistema de almacenamiento

varía entre los 50 y 300 [MW], capacidad mucho mayor en comparación a las otras tecnologías, exceptuando el almacenamiento por bombeo hidroeléctrico.

El precalentamiento opcional del aire mediante el calor residual del ciclo, es decir a través de la recirculación de los gases, es requerido para aumentar la eficiencia del ciclo dándole utilización a los gases para un aumento desde un 40 % a un 55 % aproximadamente [10].

En la planificación actual de las plantas existentes que operan con tecnología CAES, la unidad de motor-compresor y la unidad de turbina-generador están desacopladas mecánicamente. Esto hace posible ampliar la planta a través de módulos para aumentar la potencia de salida, lo que permite que las plantas CAES de tamaños variables dependan del volumen de almacenamiento del reservorio y la presión que este puede almacenar.

En las plantas que utilizan máquinas de un solo eje en las que el compresor-motor y la turbina-generador están ubicadas en el mismo eje y se acoplan a través de una caja de engranajes, el proceso de compresión consume aproximadamente 2/3 de la capacidad de la turbina. Sin embargo, considerando la configuración modular CAES la cual no considera el obstáculo dado por el trabajo del compresor, esta tecnología puede generar 3 veces la salida de potencia para la misma entrada de gas natural, permitiendo que el heat rate, es decir la relación entre la energía térmica de entrada y la energía eléctrica generada disminuya aproximadamente desde los 10.403 [$\frac{kJ}{kWh}$] a 4.200 [$\frac{kJ}{kWh}$]. Asimismo se puede considerar que esto reduce el consumo de gas específico y las emisiones de CO_2 estimadas en un 40 % a 60 % (sin o con recirculación de gases) y otros gases contaminantes por kWh generado [10].

Dado que la tecnología utiliza combustible y electricidad en su ciclo de almacenamiento, se considera como un medio de generación y almacenamiento híbrido.

La figura 2.1 se presenta de manera simple y genérica la tecnología CAES y sus principales componentes.

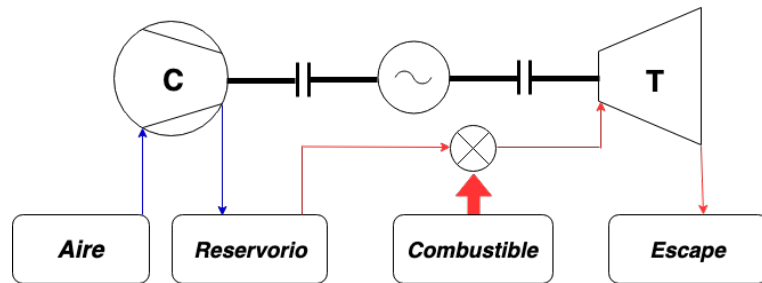


Figura 2.6: Diagrama de tecnología D-CAES.

La mencionada tecnología de almacenamiento energético se ha ido posicionando como una de las opciones más adecuadas para el futuro de la generación de energía a nivel industrial, debido a su flexibilidad, diversidad de opciones y configuraciones tanto de diseño como reacondicionamiento de sistemas de potencia a las que se puede optar, aprovechando los nuevos desarrollos en ciclos simples y combinados.

2.1.7.1. Tipos de tecnologías CAES

Actualmente existe una diversidad de prototipos y proyectos dedicados al estudio de las tecnologías CAES y de su implementación. A continuación se presentan las tecnologías CAES más estudiadas [10]:

a) **Diabatic Compresses Air Energy Storage (D-CAES):**

En este tipo de tecnología CAES el calor liberado en el proceso de compresión es disipado por un proceso de enfriamiento y no almacenado, por lo que el aire comprimido debe ser recalentado previo a la etapa de descarga, es decir antes de entrar a la turbina de expansión. Este proceso usualmente es realizado por un combustible fósil, comúnmente gas natural. La eficiencia que alcanza este tipo de generación es de 42 – 55 % (sin y con recirculación, respectivamente). Es importante mencionar que las únicas dos plantas existentes en operación comercial, es decir Huntorf y McIntosh utilizan este tipo de tecnología [11]. El esquema de la tecnología D-CAES se puede apreciar en la figura 2.6.

b) **Adiabatic Compresses Air Energy Storage (A-CAES):**

A diferencia del D-CAES, el A-CAES no necesita una etapa de recalentamiento antes de entrar a la turbina, por lo que su eficiencia llega aproximadamente a 70 %. El principal inconveniente de esta alternativa es la tecnología para almacenar calor (TES). Este tipo de tecnología CAES se encuentra actualmente en proceso de desarrollo y no existe información respecto a una planta en operación que use este tipo de tecnología [11]. En la figura 2.7 se presenta el esquema de la tecnología A-CAES.

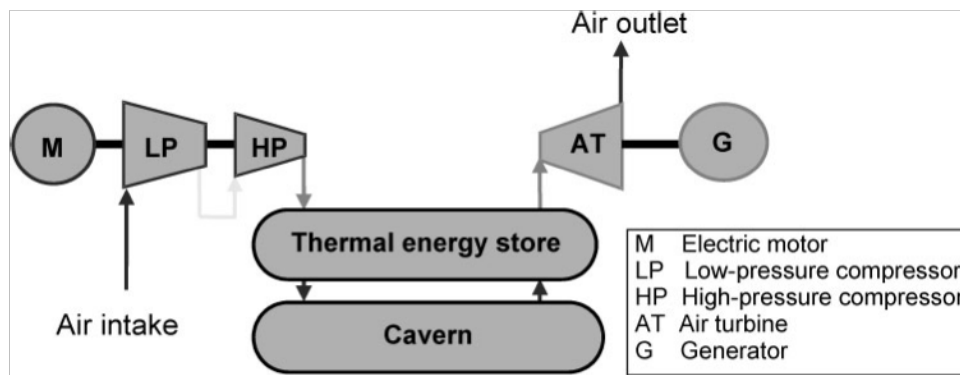


Figura 2.7: Diagrama de tecnología A-CAES [12].

c) **D-CAES Con ciclo de vapor:**

Corresponde a la combinación de la tecnología D-CAES anexada a una central de gas o ciclo combinado, para aumentar la eficiencia de las plantas térmicas de pequeña y mediana generación, es decir con una potencia menor a 200 [MW].

La tecnología propuesta integra un sistema CAES, es decir, un tren de compresión, un sistema de almacenamiento y un expansor de aire en una planta de Ciclo Combinado de Vapor de Gas (GSCC). En la Figura 2.8 se presenta el diseño de referencia de la configuración.

En una planta GSCC, una fracción del gas de escape de la turbina a gas se usa para producir vapor, el cual es expandido en una turbina de vapor (Steam Tur-

bine) produciendo energía adicional. Durante la fase de descarga de CAES, la fracción restante del caudal másico del escape de la turbina a gas es circulada a un calentador de aire (AH) para aumentar la temperatura del aire comprimido almacenado antes de su expansión en la turbina de aire (AE).

Los parámetros operativos relevantes dependen principalmente del tipo de turbina a gas empleada en la configuración. Se estima que la eficiencia del ciclo ronde los 50 – 55 % [13].

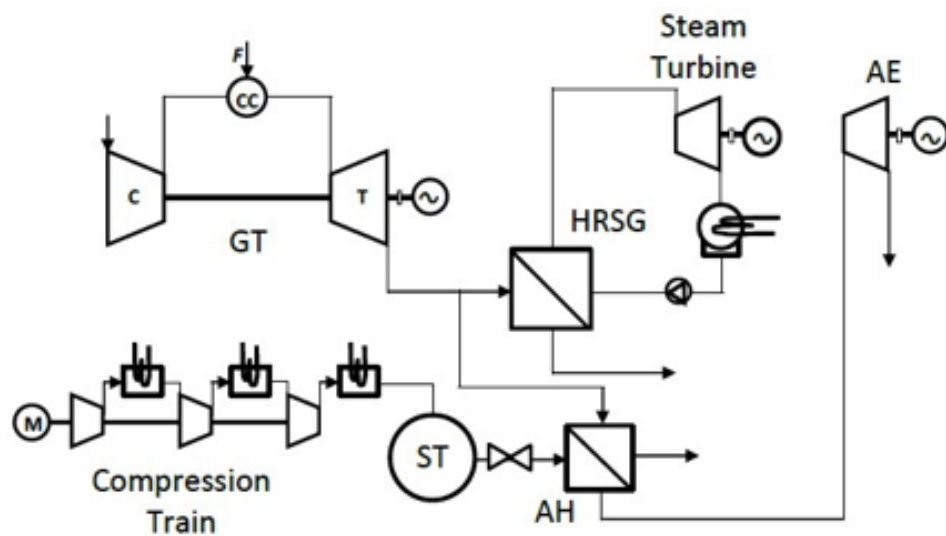


Figura 2.8: Diagrama de tecnología D-CAES con ciclo de vapor [13].

d) **Isothermal CAES (I-CAES):**

Corresponde a una nueva tecnología la cual busca superar las limitantes de las tecnologías D-CAES y A-CAES, es decir propone eliminar la necesidad de utilizar combustible y altas temperaturas en el almacenamiento térmico, por lo que está dirigido a lograr una compresión y expansión isotérmica.

Esto permite mejorar la eficiencia del ciclo y disminuir los costos de capital. Para lograr esto, se requiere que el calor se elimine continuamente del aire durante el proceso de compresión y se adicione continuamente durante la expansión. La

transferencia de calor ocurre a una tasa proporcional al gradiente de temperatura multiplicado por el área de contacto de la superficie, para de esta manera transferir calor a una tasa alta pero con una diferencia de temperatura mínima. Para esto es necesaria una superficie de contacto muy grande.

Actualmente no se ha implementado esta tecnología, sin embargo se han propuesto soluciones a la problemática mencionada, como la utilización de agua en forma de rocío, debido a su alta capacidad calorífica en comparación con el aire. Las gotas de agua mantienen de esta manera constante la temperatura dentro del pistón, y luego el agua es eliminada para repetir el ciclo. Posteriormente el proceso es similar durante la expansión.

Las compañías desarrolladoras de CAES isotérmico proponen que la eficiencia ronda un 70 – 80 % [11].

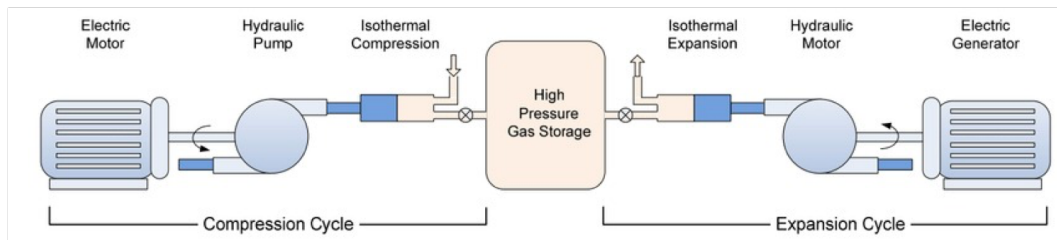


Figura 2.9: Diagrama de tecnología I-CAES [11].

2.1.8. Comparación entre tecnologías de almacenamiento energético:

A continuación, en la tabla 2.3 se presenta una comparación entre los costos por capitalización, es decir los costos de inversión (CAPEX) asociados a algunas de las tecnologías de almacenamiento energético más utilizados en EE.UU, donde se puede apreciar claramente que la energía producida por hora en tecnología CAES es significativamente más barata que las demás. Sin embargo, debido a la gran cantidad de masa de aire acumulada dado el tamaño de los reservorios utilizados en esta tecnología, los cuales consideran una gran dimensión física, y la baja densidad energética del aire, el tiempo de almacenamiento es mayor en comparación a otras alternativas. Además

CAES se presenta como una alternativa apropiada para aplicaciones de gran escala, debido a la alta capacidad que presenta.

Tabla 2.3: Comparación entre costos de capitalización de algunas tecnologías de almacenamiento [14].

Tecnología	Costo capital: capacidad [\$/kW]	Costo capital: energía [\$/kW h]	Horas de almacenamiento	Costo total capital [\$/kW]
CAES (300 MW)	580	1,75	40	650
Bombeo Hidroeléctrico (1.000 MW)	600	37,5	10	975
Batería de sulfuro de sodio (10 MW)	1.720 – 1.860	180 – 210	6 – 9	3.100 – 3.400
Batería redox de vanadio (10 MW)	2.410 – 2.550	240 – 340	5 – 8	4.300 – 4.500

De acuerdo al departamento de energía de los Estados Unidos de América, el respectivo país actualmente posee más de 25 [GW] de capacidad de almacenamiento energético. Del total el 93,75 % corresponde a almacenamiento por bombeo hidroeléctrico, y el 6,25 % restante corresponde a baterías, almacenamiento térmico, aire comprimido y almacenamiento por volante como se puede apreciar en la tabla 2.4 [15].

Tabla 2.4: Capacidad de almacenamiento eléctrico en los Estados Unidos según tecnología de almacenamiento [15].

Tecnología de almacenamiento	Capacidad [MW]
Bombeo hidroeléctrico (93,75 %)	– 23.688
Almacenamiento térmico	669
Batería	733
CAES	114
Volante de inercia	58
Capacidad total:	25.200 [MW]

2.2. Plantas CAES existentes a nivel mundial

A pesar de los diversos estudios realizados respecto a la tecnología de generación energética a través de almacenamiento de aire comprimido, actualmente sólo existen dos plantas en operación comercial: Huntorf, Alemania y McIntosh, EE.UU. Estas plantas así como todas las centrales en proceso de estudio se basan en el método diabático. En un principio ambas eran esencialmente turbinas a gas convencionales, es decir máquina en la cual compresor y turbina son acopladas en el mismo eje, sin embargo a partir de su reacondicionamiento ambas han sido configuradas separando el proceso de compresión y expansión a través de embragues de desacople, seccionando los procesos por módulos.

a) Huntorf Alemania:

La planta Huntorf localizada en el norte de Alemania fue comisionada en 1978 y corresponde a la primera planta en el mundo de generación energética a través de la tecnología de almacenamiento de aire comprimido, con una potencia instalada de 290 [MW]. Dicha planta utiliza la tecnología D-CAES, es decir considera un proceso de recalentamiento previo a la descarga.

A continuación en la figura 2.10, se presenta la vista aérea de la planta Huntorf.



Figura 2.10: Vista aérea de planta Huntorf [16].

Esta central de almacenamiento energético cuenta con dos reservorios bajo tierra de tipo caverna de sal, ubicados a una profundidad de 600 [m]. La capacidad total de almacenamiento de la planta corresponde a 310.000 [m³] considerando ambos reservorios. Dos cavernas son premeditadas por varias razones, incluso considerando que el volumen total de aire comprimido podría fácilmente almacenarse en una sola caverna. El propósito de esto es que el sistema posea redundancia durante su mantenimiento, el relleno sea simple después del descenso de presión en la caverna y se logre un aumento en la disponibilidad de la planta [16].

A continuación, en la imagen 2.11 se presenta el esquema de los reservorios de la planta Huntorf.

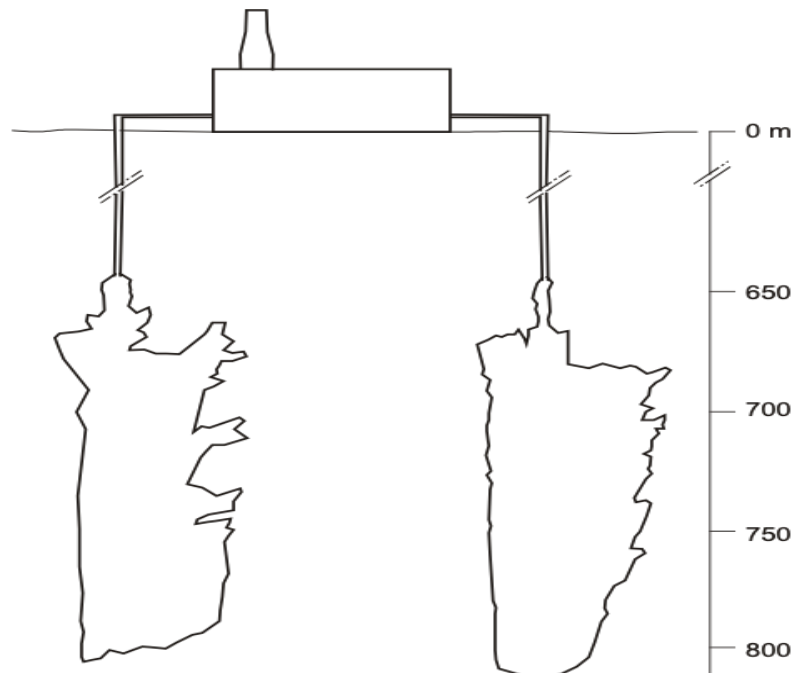


Figura 2.11: Reservorios de aire comprimido en planta CAES Huntorf [16].

Los principales componentes de la planta CAES de Huntorf se presentan en la figura 2.12. Estos consideran principalmente un tren de compresión (1), una unidad motor-generador (2), una turbina a gas (3) y un depósito para el almacenamiento de aire (4).

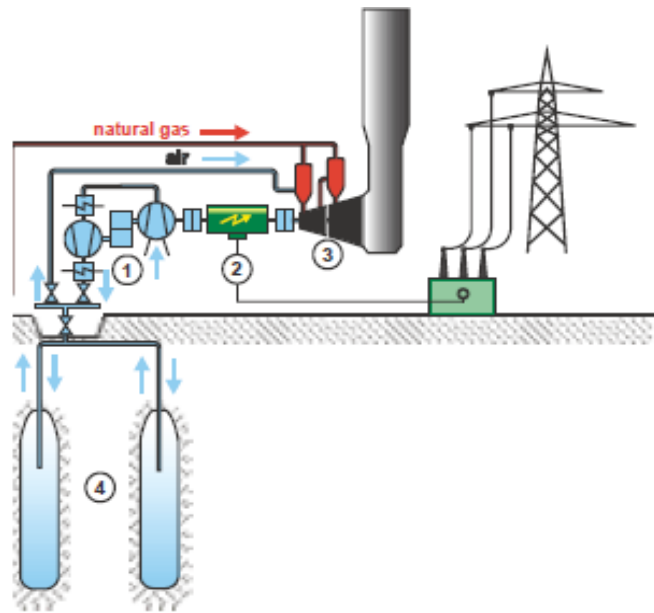


Figura 2.12: Principales componentes planta HUNTORF [16].

La planta cuenta con aproximadamente 40 años en operación exitosa y ha reportado experiencia práctica en la operación de este tipo de tecnología en dicho período de tiempo, particularmente a los componentes críticos de los reservorios de almacenamiento de aire comprimido. Específicamente se menciona al revestimiento de los componentes debido a la corrosión asociada a la humedad en el aire comprimido, la estabilidad a largo plazo del reservorio bajo tierra, y la termodinámica implicada en los procesos, como el intercambio de calor entre el aire y la sal circundante en el reservorio. La planta Huntorf presenta en su operación una eficiencia de aproximadamente 42 %, un heat rate de $5.500 - 6.000 [kJ/kWh]$ y un porcentaje de disponibilidad y confiabilidad correspondiente a 90 % y 99 % respectivamente [4].

En la figura 2.13 se puede apreciar la sala de máquinas de la planta CAES Huntorf, Alemania.

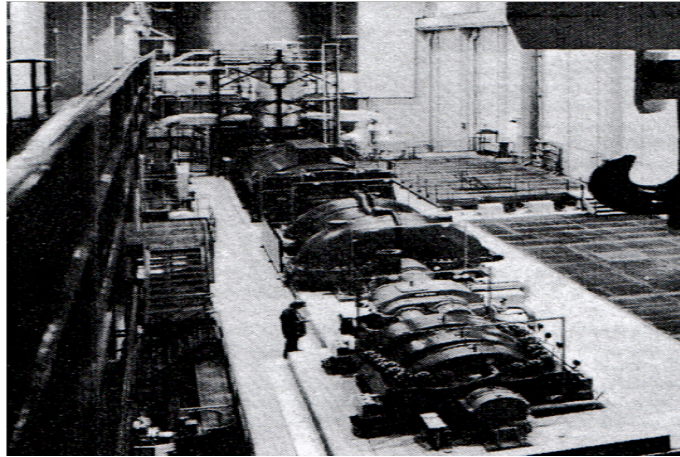


Figura 2.13: Sala de máquinas planta Huntorf [17].

Durante los períodos de carga de baja demanda y bajo costo, un motor consume potencia para que el tren de compresión comprima y almacene el aire en los reservorios de sal bajo tierra a una presión entre $46 - 72$ [bar]. Es necesario mencionar que la puesta en marcha del compresor requiere un mínimo de presión de 13 [bar] en al menos una de las dos cavernas. Luego durante los períodos de alta demanda el proceso es revertido, es decir el aire es devuelto a la superficie. Dicho aire es usado para quemar gas natural en la cámara de combustión y el resultado es expandido en dos etapas de turbina a gas para girar el generador y producir electricidad. El sistema de carga tarda 8 [h] en almacenar el aire comprimido en los reservorios y puede generar 290 [MW] por un intervalo de tiempo de 2 [h] durante la descarga.

A continuación en la tabla 2.5, se muestran los parámetros de operación de la planta Huntorf.

Tabla 2.5: Tabla con las condiciones de operación de la planta Huntorf [16].

Potencia en turbina	290 [MW] (≤ 3 hrs)
Potencia en compresor	60 [MW] (≤ 12 hrs)
Tasa de flujo de aire:	
Operación en turbina	417 [kg/s]
Operación en compresor	108 [kg/s]
Número de cavernas de sal:	2
Capacidad de almacenamiento por caverna	140.000 [m ³]
	170.000 [m ³]
Capacidad total	310.000 [m ³]
Presiones en caverna de sal:	
Mínimo permitido	1 [bar]
Mínimo operacional (excepcional)	20 [bar]
Mínimo operacional (regular)	43 [bar]
Máximo permitido y operacional	70 [bar]
Máxima tasa de reducción de presión	1 [bar/h]

b) **McIntosh EE.UU:**

La segunda planta comercial de tecnología CAES está ubicada en los Estados Unidos, precisamente en McIntosh (Alabama) y se encuentra en operación comercial desde el año 1991. Dicha planta en sus años operativos se ha encargado de cubrir lo peaks de demanda energética y ha contribuido al igual que Huntorf a solidificar la tecnología CAES como una alternativa altamente sustentable con el propósito de almacenar potencia eléctrica [18].

A continuación, en la figura 2.14, se presenta la vista aérea de la planta McIntosh.



Figura 2.14: Vista aérea planta McIntosh Alabama [19].

El proyecto asociado a esta planta comenzó con un análisis de factibilidad de CAES, en el cual la cooperativa PowerSouth realizó estudios en un gran terreno de tierra ubicado sobre una gran cúpula de sal, para luego debido a la factibilidad geológica del terreno construir un depósito de almacenamiento, el cual proporcionaría aproximadamente $538.000 [m^3]$ de almacenamiento, la cual hasta el día de hoy es la capacidad del reservorio. Cuando la planta trabaja a máxima carga el aire es almacenado en el reservorio bajo tierra a una profundidad de $450 [m]$ a una presión de $1.100 [psi]$ lo que corresponde a $76 [bar]$.

Desde que la planta entró en funcionamiento ha mostrado un alto desempeño, presentando un porcentaje de disponibilidad del 95% , y ha logrado producir hasta $110 [MW]$ de potencia con una eficiencia de aproximadamente 55% . El exceso de electricidad generado por una planta alimentada con carbón durante las horas peak, es utilizado para comprimir el aire para el almacenamiento de energía de esta planta.

Cuando la planta es puesta en marcha, el tren de compresión comprime el aire en el reservorio a través de los compresores de baja, intermedia y alta presión. Cada compresor posee un intercambiador de calor para enfriar el aire post compresión

y de esta manera disminuir el gasto energético en este proceso y evitar una alta temperatura en la caverna para evitar desgaste y posibles fallas en ella.

Una vez el aire es comprimido regresa a la superficie circulando por el intercambiador de calor llamado recuperador, el cual recupera calor de los gases de escape precalentando el aire previo al proceso de combustión, donde es calentado a aproximadamente $315,56 [^{\circ}C]$. El proceso de recalentamiento permite reducir el consumo de combustible en un 25 % en comparación al sistema sin recalentador, y aumenta aproximadamente en 12 % la eficiencia del ciclo [4].

Luego el aire comprimido es mezclado en el combustor de alta presión con el gas natural a aproximadamente $537,78 [^{\circ}C]$, para luego de producirse la combustión expandirse en turbinas de muy alta, alta y baja presión para la alimentación del generador. Cuando la mezcla es expandida el generador comienza a rotar, transformando la energía mecánica en eléctrica, produciendo una capacidad máxima de 110 [MW] de potencia, magnitud la cual puede abastecer aproximadamente a 110.000 hogares por un período de hasta 26 horas [19]. Lo descrito anteriormente se puede apreciar en la figura 2.15.

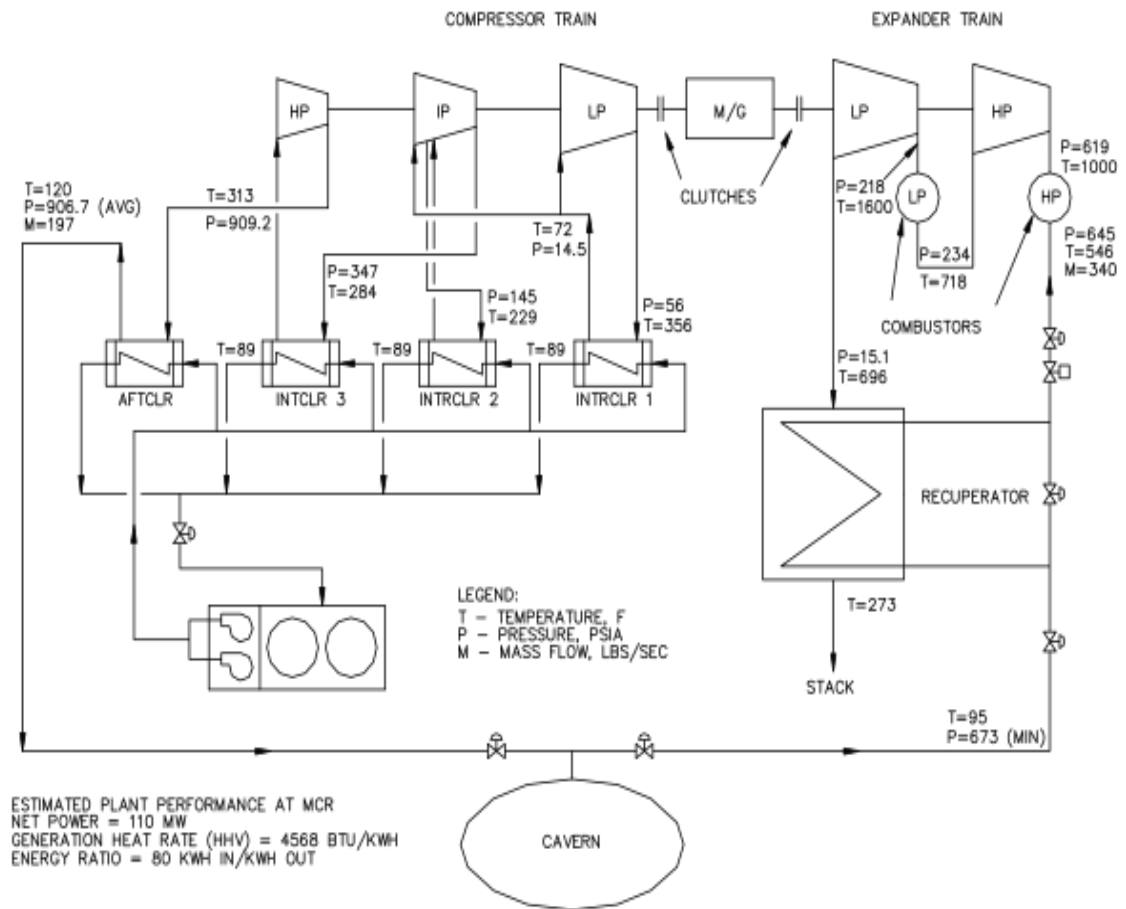


Figura 2.15: Esquema de planta CAES McIntosh [20].

El tiempo de arranque de la planta McIntosh corresponde a aproximadamente 14 minutos y la potencia de salida puede ser regulada hasta un mínimo de 10 [MW] si la demanda energética lo requiere [19]. Además como es esperable de la tecnología CAES, esta planta posee un heat rate de 4.200 – 4.500 [kJ/kWh], un tercio menor a un ciclo simple de turbina a gas convencional.

A continuación en las figuras 2.16 y 2.17 se presenta la secuencia de arranque de la planta en modo carga y descarga respectivamente.

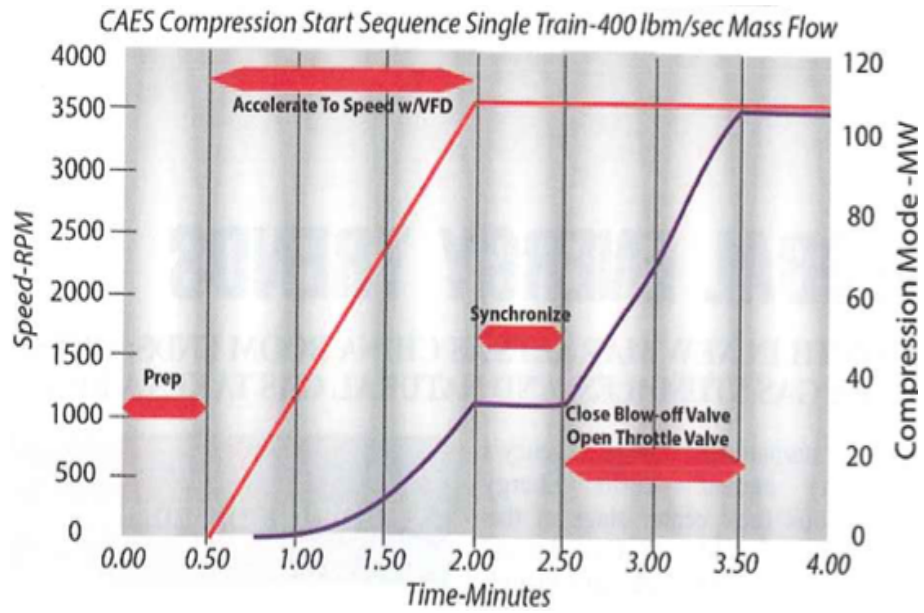


Figura 2.16: Secuencia de arranque normal en modo compresión [19].

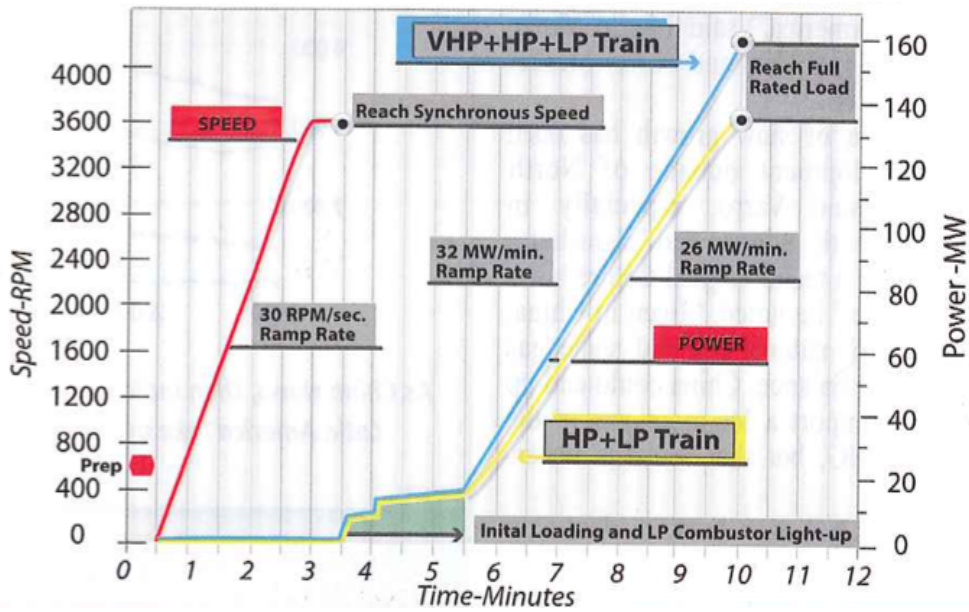


Figura 2.17: Secuencia de arranque normal en modo generación de potencia [19].

A continuación en la tabla 2.6, se muestran los parámetros de operación de la planta McIntosh.

Tabla 2.6: Tabla con las condiciones de operación de la planta McIntosh [21].

Potencia en turbina	110 [MW] (≤ 26 hrs)
Potencia en compresor	55 [MW] (≤ 41 hrs)
Tasa de flujo de aire:	
Operación en turbina	154,2 [kg/s]
Operación en compresor	89,3 [kg/s]
Número de cavernas de sal:	1
Capacidad total de almacenamiento en caverna	538.000 [m ³]
Presiones en caverna de sal:	
Mínimo operacional (regular)	45 [bar]
Máximo permitido y operacional	74 [bar]

c) **Norton EE.UU:**

En Norton, Ohio, se ha desarrollado una propuesta para convertir una mina de piedra caliza inactiva en un reservorio en el depósito de almacenamiento para una instalación CAES de 800 [MW] (con planes provisionales para expandirse a 2.700 [MW] (9x300 [MW])). La mina posee una capacidad de almacenamiento de 9,6 [MMm³] y puede operar en un rango de presión de entre 55 y 110 [bar]. El proyecto, inicialmente aprobado por la Junta de Ubicación Pública de Ohio en 2001, recibió una prórroga de cinco años en 2006 y actualmente se encuentra en desarrollo [17]. En la figura 2.18 se puede apreciar una representación de la planta CAES en Norton.

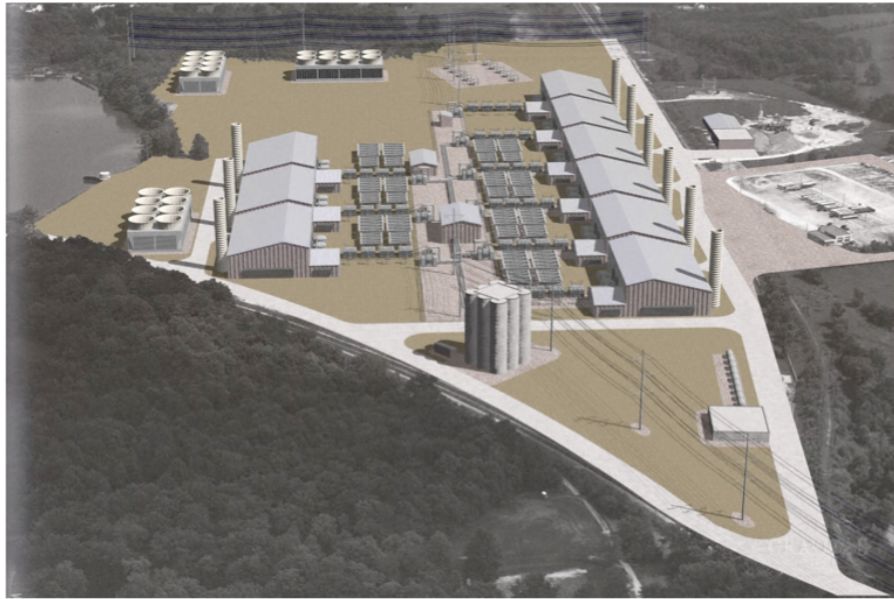


Figura 2.18: Representación de la planta propuesta CAES en Norton [17].

d) **Otros proyectos CAES en proceso de estudio:**

A continuación en la tabla 2.7 se mencionan algunos proyectos actualmente en proceso de estudio de factibilidad para la implementación de tecnología CAES.

Proyecto	Potencia [MW]	Técnica de almacenamiento	Estado del aire
ADELE	90	Caverna de sal	Aire a alta presión
TICC-500	0,5	Tanque de almacenamiento de aire	Aire a alta presión
Sustain X	1,5	Almacenamiento de aire en tubería	Aire a alta presión
Highview	0,35	Tanque de almacenamiento de aire	Aire líquido
LightSail	0,5	Tubo de acero	Aire a alta presión
CSHC-100	0,1	Gasoducto de acero	Aire a alta presión
PGyE	300	Acuífero	Aire a alta presión
Larne	330	Caverna de sal	Aire a alta presión
Seneca	150	Caverna de sal	Aire a alta presión
Datang	300	Estructura arenística	Aire a alta presión

Tabla 2.7: Proyectos CAES actualmente en estudio de factibilidad [1].

2.3. Situación actual en Chile

El desuso y la subutilización de los gasoductos en el país, la oportunidad de su aprovechamiento y la necesidad de insertar nuevas tecnologías de almacenamiento y generación energética a través de fuentes de energías renovables no convencionales, han provocado que se busquen nuevas soluciones a estas problemáticas, siendo una de estas alternativas la generación y posterior almacenamiento de energía a través de aire comprimido (CAES).

Para esto es necesario conocer la situación actual en las que se encuentra cada uno de los gasoductos de transmisión, las energías renovables y su regulación, la generación energética en Chile y su proyección futura en el mercado energético. De ello se detalla en la presente sección.

2.3.1. Gasoductos en Chile

El país posee gasoductos internacionales y otros nacionales. Los gasoductos internacionales son:

- a) Gas Atacama: Este gasoducto fue construido en 1997 y puesto en servicio comercial en 1999. Posteriormente se construyó un segundo gasoducto como extensión del gasoducto Atacama denominado Gasoducto Taltal. Adicionalmente, durante el año 2000 se construyó un ramal de conexión para abastecer de Gas Natural a la fundición Altonorte en la localidad de La Negra, y otro ramal para la Minera Cerro Dominador. El sistema de transporte del gasoducto cuenta con un conducto principal de 530 [km] de longitud en su tramo argentino, el cual inicia en Coronel Cornejo (Salta), se extiende por unos 230 [km] hacia el suroeste en la provincia de Jujuy, para luego girar hacia el noroeste pasando por la ciudad de San Salvador de Jujuy, luego la ciudad de Purmamarca, y finalmente a través de la puna argentina llegar a la frontera con Chile. Su filial en Chile corresponde a Gasoducto Atacama Chile S.A. propietaria y operadora del gasoducto Atacama [22].

- b) Norandino: Gasoducto Norandino S.A es propietaria del tramo en territorio Chi-

leno del gasoducto que transporta gas natural desde el norte de Argentina (provincia de Salta) hasta el norte de Chile, específicamente Tocopilla y Mejillones. El combustible transportado se distribuye a las centrales de ciclo combinado ubicadas en el sistema interconectado del norte grande (SING) y también a centros mineros e industriales de la zona. En el año 2016, el gobierno chileno anunció que comenzará a exportar gas natural hacia Argentina. El gas se despachará desde la terminal de gas natural licuado Mejillones, por medio del gasoducto mencionado [23].

c) Gas Andes: Gas Andes es una compañía de transporte de gas natural la cual opera en un ducto de 463 [km] de extensión entre la cuenca de Neuquén, en Argentina y Santiago de Chile, con una capacidad para transportar 9 [MMm³/dia] del mencionado combustible. Dicho gasoducto comenzó su operación el año 1977, año en el cual comenzaron las importaciones de gas natural argentino a la zona céntrica chilena. El suministro llega a 8,5 [MMm³/dia] con una capacidad cercana al 90 %. Su destino son las zonas cercanas a San Bernardo en la Región Metropolitana, extendiéndose también a la Región del Libertador General Bernardo O'Higgins [24].

d) Pacífico: El proyecto gasoducto del Pacífico nace en 1999 con la finalidad de transportar gas natural desde yacimientos ubicados en la provincia de Neuquén (Argentina), permitiendo el abastecimiento de energía limpia a las industrias y hogares de la Región del BioBío en Chile. Actualmente sus instalaciones se encuentran completamente operativas.

Las instalaciones de Gasoducto del Pacífico S.A Chile, con sus más de 370 [km] de extensión continúan operativas transportando gas natural, principalmente entre la planta de regasificación ubicada en la comuna de Peuco, y clientes de nivel domiciliario e industrial en la región del BioBío [25].

En la tabla 2.8 se presentan las características de los gasoductos internacionales:

Tabla 2.8: Gasoductos internacionales en Chile [26].

Gasoductos	Tramos (Origen-Destino)	Diámetros [m]	Capacidad [MMm³/día]	Longitud [km]
GasAtacama	Cornejo (Salta) / Paso de Jama (Frontera)	0,50	8,5	530
	Paso de Jama (Frontera) / Mejillones (II Región)	0,50	8,5	411
Norandino	Pichanal (Salta) / Paso de Jama (Frontera)	0,50	7,1	450
	Paso de Jama (Frontera) / Crucero	0,50	7,1	260
	Crucero / Tocopilla	0,30	1,6	79
	Crucero / Quebrada Ordoñez	0,40	5,5	252
	Quebrada Ordoñez / Mejillones	0,40	3,9	35
	Quebrada Ordoñez / Coloso	0,40	1,6	104
GasAndes	La Mora (Mendoza) / Paso Maipo (Frontera)	0,60	9	313
	Paso Maipo (Frontera) / San Bernardo (RM)	0,60	9	150
GasPacífico	Loma La Lata (Cullén) / P. Butamallín (Frontera)	0,60	9,7	276
	Paso Butamallín (Frontera) / Recinto	0,60	9,7	76
	Recinto / Las Mercedes	0,50	9,7	168
	Las Mercedes / Gasco y Petrox	0,50	6,7	17
	La Leonera / Coronel	0,30	2,1	28
	Paso Hondo / Nacimiento	0,25	1	73

En la figura 2.19 se muestra la red los principales gasoductos en sudamérica.



Figura 2.19: Red de principales gasoductos en sudamérica [26]. Se pueden apreciar los gasoductos internacionales mencionados anteriormente.

Los gasoductos nacionales son:

- a) Gasoducto Taltal: Corresponde a la extensión del Gasoducto Atacama, el cual nace en la zona de Mejillones y se extiende en dirección sur hasta la localidad de Paposo donde alimenta dos turbinas de gas natural de Enel Generación, que a su vez inyectan electricidad al Sistema Interconectado Central de Chile (SIC) [27].
- b) Gasoducto Electrogas: Las instalaciones de Electrogas se encuentran actualmente

en operación y consisten en dos sistemas de transporte de combustible, el principal está formado por una red de gasoductos para el transporte de gas natural de 165,7 [km] de ducto, entre la comuna de Quintero y Santiago, y un lateral hacia Concón. El segundo está constituido por 20,5 [km] de oleoducto, con el fin de transportar petróleo diésel entre Concón y Quillota.

El emplazamiento de red de ductos de Electrogas se realiza a lo largo de diferentes comunas de la región Metropolitana y Valparaíso, entre las cuales se encuentran: San Bernardo, Maipú, Padre Hurtado, Curacaví y María Pinto, Casablanca, Quilpué, Villa Alemana, Limache, Quillota, Concón, Quintero y Puchuncaví.

La obra principal de este gasoducto corresponde a la estación de recepción Chena, la cual tiene por finalidad conectarse con el gasoducto de GasAndes Chile S.A. para recibir el gas proveniente de Argentina o entregar el gas proveniente desde la planta de regasificación de Quintero a través del gasoducto San Bernardo Quillota. Dicha estación cuenta con sistemas de medición y control de flujo por parte de Gas Andes, y de control y medición de las presiones por parte de Electrogas, siendo supervisada desde la sala de control situada en Quillota [28].

A continuación, en la tabla 2.9 se muestran las características de los gasoductos nacionales:

Tabla 2.9: Gasoductos nacionales en Chile [26].

Gasoductos	Tramos (Origen–Destino)	Diámetros [m]	Capacidad [MMm³/dia]	Longitud [km]
Taltal	Mejillones / La Negra	0,40	2,4	89
	La Negra / Paposos (Taltal)	0,22	1,8	135
Electrogas	San Bernardo / Maipú	0,76	4,1	12
	Maipú / Quillota	0,61	4,1	111
	km. 121 línea principal	0,41	1,2	15

2.3.2. Energías Renovables en Chile

Durante millones de años nuestro planeta recibe de forma constante y permanente la energía proveniente del sol y la luna. Dicha energía ha modificado nuestro entorno y permite el desarrollo de la vida en distintos alcances. Se llaman fuentes energéticas a los elementos de la naturaleza de los cuales se puede extraer energía expresada de distintas maneras, donde el ser humano aprovecha dicho recurso para desarrollarse y mejorar sus condiciones de vida de la mano con los avances tecnológicos.

Las energías renovables son caracterizadas porque en su proceso de transformación y aprovechamiento no son agotables a escala humana, es decir su magnitud de utilización es menor a su magnitud de renovación de manera que se regeneran de manera natural o artificial. Estas pueden ser hidráulica, solar, eólica y las provenientes del océano. También pueden ser llamadas renovables las energías provenientes de la biomasa, biocombustibles y energía geotérmica. Estas pueden ser clasificadas en convencionales y no dependiendo del desarrollo de las tecnologías para su aprovechamiento y la influencia en los mercados energéticos existentes.

En Chile se define como fuentes de energías renovables no convencionales (ERNC) a la eólica, solar, biomasa, biogás, la energía de los mares y centrales hidroeléctricas de hasta 20 [MW] de potencia.

2.3.3. Generación energética en Chile

La generación bruta de energía en las últimas 2 décadas en Chile se muestra en la figura 2.20. Se puede apreciar claramente un descenso en la generación producida por gas natural a partir del año 2004, siendo la causa directa la situación mencionada anteriormente, es decir la crisis del gas natural y el corte del suministro por parte del país proveedor Argentina. Lo anterior implicó un aumento en el uso de petróleo y sus derivados, lo cual se puede ver claramente en el gráfico adjunto.

En los últimos años se presencia un aumento en las energías renovables, debido al gran potencial que posee Chile en recursos solares y eólicos, además de la actualización en normativas y leyes de calidad energética. Una razón complementaria es la

generación de conciencia respecto a la sustentabilidad y cuidado con el medio ambiente. Mediante pasan los años se hace más atractiva dicha alternativa de generación y se produce la inserción a la matriz energética de nuevas alternativas renovables.

Actualmente, la capacidad instalada en Chile corresponde a 23.923 [MW] donde el 20,79 % pertenece a ERNC, siendo las más implementadas la eólica y solar. La capacidad de la energía solar fotovoltaica, eólica, hidroeléctricas con capacidad menor a 20 [MW] y biomasa en Chile a Marzo del 2019 corresponde a 2.402 [MW] (10,04 %), 1.730 [MW] (7,23 %), 484 [MW] (2,02 %) y 359 [MW] (1,50 %) respectivamente. Luego le siguen con una pequeña magnitud de capacidad instalada las tecnologías de biogás y geotermia, con una capacidad instalada de 60 [MW] (0,25 %) y 40 [MW] (0,16 %) respectivamente. La figura 2.20 muestra gráficamente este crecimiento en los últimos años.

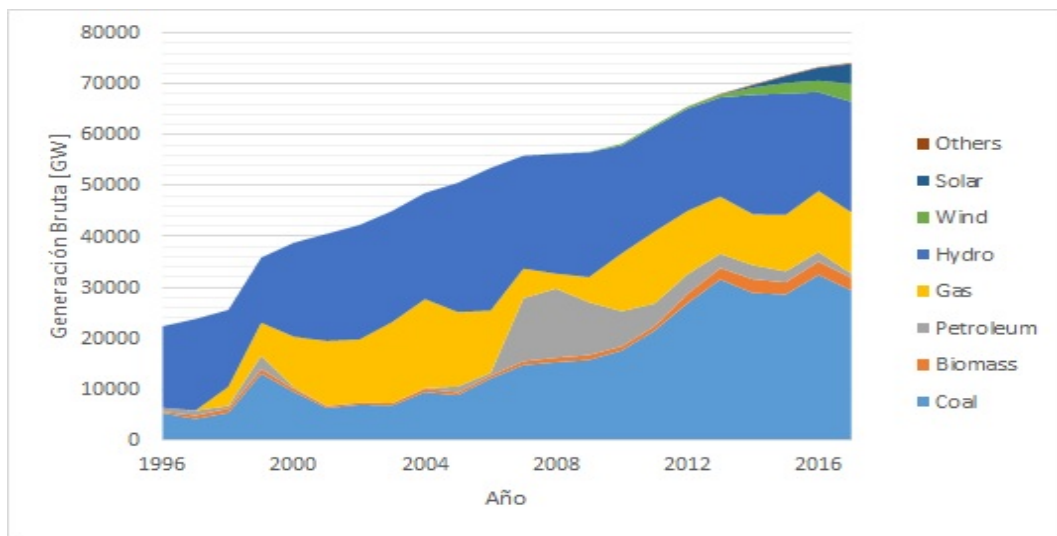


Figura 2.20: Evolución de la generación de energía bruta en Chile según fuente en las últimas dos décadas [29].

2.3.4. Regulación en el mercado energético

En los últimos años las condiciones para el desarrollo de las ERNC han mejorado significativamente. Considerando los esfuerzos realizados por los agentes influyentes, es decir, el gobierno, el parlamento, la sociedad civil, las empresas energéticas y la cooperación internacional, se ha realizado un avance en esta materia. Avances tales

como promulgación de leyes, implementación de instrumentos de apoyo directo a la inversión, la mejora del conocimiento de los recursos renovables del país, proyectos de innovación y la instauración del debate nacional respecto a una matriz energética diversificada.

La temática respecto a las regulaciones ha sido tomada como referencia a partir de los datos entregados por la Comisión Nacional de Energía respecto a las energías renovables no convencionales en el mercado energético Chileno [29], y al estudio de políticas de fomento respecto a la utilización de este tipo de recursos realizado por la Pontificia Universidad Católica de Chile [30].

Si bien es cierto, aún queda un largo camino que recorrer en esta temática, los esfuerzos se han comenzado a observar. En los inicios del 2009 más de 1.600 [MW] en proyectos renovables no convencionales se encontraban aprobados o en tramitación en el sistema de evaluación de impacto ambiental (SEA). Además la gran mayoría de las empresas energéticas están evaluando proyectos de este tipo y existe una amplia adhesión de empresas nuevas emprendiendo en este tipo de generación.

Actualmente, los agentes mencionados anteriormente luchan por derrocar las barreras que limitan el desarrollo de los medios de generación renovables no convencionales. Para esto se ha perfeccionado la regulación del mercado eléctrico de manera que se consideren las particularidades de los medios de generación, y asimismo se establezcan los incentivos requeridos para acelerar la incorporación de este tipo de energía a la matriz energética. Se ha generado un mercado de generación eléctrica más abierto, diverso y competitivo.

Diversos estudios demuestran que cuando sólo son considerados los costos por producción de energía, las EE.RR son más caras que las provenientes de fuentes convencionales de generación. Sin embargo, considerando los factores externos negativos producidos por el uso de la generación tradicional, tales como la valoración en impactos de salud y medio ambiente, el fomento por el uso de los recursos renovables cada día se hace más atractivo. Debido a lo mencionado anteriormente y utilizando un enfoque tradicionalista, las ERNC no serían competitivas en términos económicos a menos que el estado implemente políticas públicas que internalicen los efectos negativos de las fuentes energéticas tradicionales.

Durante los años 2004 y 2005, el Estado realizó modificaciones a las Ley General de Servicios Eléctricos (DFL1) intentando mejorar el sistema de tarifas en la transmisión y generación, y otorgando grandes ventajas comparativas para las ERNC a través de la Ley 19.940 y la Ley 20.018, conocidas como Ley Corta 1 y 2 respectivamente.

La Ley Corta 1 tenía como objetivo mejorar la tarificación en el sector de transmisión eléctrica incentivando un trato igualitario a las energías renovables no convencionales, abriendo mercados mayoristas a generadores pequeños, garantizando el acceso a las redes de distribución y estableciendo la exoneración del pago de peajes troncales para la transmisión a centrales de generación menor a 9 [MW] y parcialmente a centrales entre 9 y 20 [MW].

La Ley corta 2 estableció que las empresas distribuidoras deben disponer de contratos de suministro para sus clientes que se encuentren regulados, para a lo menos, los siguientes 3 años. Dichos contratos deben ser realizados mediante licitaciones públicas y abiertas dando la posibilidad a las distribuidoras para realizar dichas licitaciones en forma conjunta. Esta ley reserva un 5 % de los bloques de licitación para energías de tipo ERNC en condiciones de precio similar a las empresas generadoras que logren contratos con distribuidores.

Si bien es cierto, las Leyes Cortas influenciaron y generaron la adherencia de las ERNC a la matriz energética, no fueron suficiente para incentivar la inversión de dicha generación a nivel global y masivo. De esta manera nace la Ley 20.257 (Ley de Energías Renovables No Convencionales) frente a la necesidad de potenciar, impulsar y desarrollar este mercado en Chile. Dicha ley establece una obligación para las empresas de electricidad que posean una potencia instalada superior a los 200 [MW] que realicen retiros de energía desde los sistemas eléctricos con fines comerciales con distribuidoras o clientes finales, de certificar ante la dirección de peajes del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) que una cantidad equivalente de 10 % proviene de medios de generación renovable no convencionales. Además, para hacer más flexible la acreditación, esta puede realizarse a partir de inyecciones de ERNC hechas a sistemas eléctricos durante el año anterior. Igualmente puede acreditarse la obligación con traspasos de excedentes entre empresas. También se puede postergar la obligación con un tope de hasta un 50 % por un año, previo aviso a la Superintendencia de Elec-

tricidad y Combustibles (SEC). El porcentaje por acreditar corresponde a 5 % para los años 2010 a 2014, aumentando progresivamente en 0,5 % anual desde el año 2015 en adelante, hasta alcanzar el 10 % en 2024. En caso de no cumplir con la obligación se establecen multas proporcionales a cada *MWh* de déficit respecto a la obligación. De repetirse el incumplimiento las multas aumentarían a 0,6 *UTM* por *MWh* de déficit.

La obligación estipulada por la ley se aplica a todos los retiros con fines comerciales cuyos contratos se suscriban a partir de Agosto de 2007. Asimismo se considerará a los generadores que se encuentren interconectados a los sistemas eléctricos después del 1 de Enero del 2007. La Ley mencionada anteriormente considera que las recaudaciones por multas serán destinadas a los clientes finales y a los clientes de las distribuidoras que hayan cumplido con la acreditación. Dicha Ley tutelaré por 25 años a partir del 1 de Enero de 2010.

Posteriormente el 22 de Octubre del año 2013 se promulga la ley 20.698, ley en la cual se propicia la ampliación de la matriz energética mediante fuentes renovables no convencionales. Se reemplaza en el inciso primero, el 10 % estipulado en la ley 20.257 por un 20 % y exige a las direcciones de peajes llevar un registro público de todas las transferencias y valores de los certificados de energías renovables no convencionales emitidos.

El 22 de octubre de 2014 entró en vigencia la Ley 20.571 (Ley de Generación Distribuida, Generación Ciudadana o Ley de Facturación Neta) la cual otorga el derecho a los clientes regulados de generar su propia energía eléctrica, consumirla y vender sus excedentes energéticos a las empresas distribuidoras de energía eléctrica. Además regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales, es decir, hace referencia a que en las boletas que la empresa eléctrica entrega a sus clientes, se cobra o factura el valor neto resultante de la valorización de los consumos que tenga un cliente menos la valorización de sus inyecciones de energía.

2.3.5. Margo legal asociado a la implementación de tecnología CAES

En el marco regulatorio y normativo Chileno actual no se hace mención explícita a instalaciones que requieran almacenamiento de aire comprimido como la tecnología

CAES. Sin embargo, con la entrada en vigencia de la ley 20.936 del Ministerio de Energía en Julio de 2016, conocida como Ley de Transmisión Eléctrica, se establecen una serie de modificaciones que incorporan los sistemas de almacenamiento dentro de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE). Específicamente, la Ley 20.936 incorpora literal ad) En artículo 225 de la LGSE que define los sistemas de almacenamiento en el siguiente sentido:

ad) Sistema de Almacenamiento de Energía: Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, etc) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema, según lo determine el reglamento.”

Por otro lado, el Reglamento de sistemas de bombeo, DS- 128 del Ministerio de Energía, emitido en octubre del 2016 que “Aprueba Reglamento para Centrales de Bombeo sin Variabilidad Hidrológica”, se refiere a centrales hidráulicas superiores o iguales a 200 [MW]. Si bien es cierto este reglamento no aplica a sistemas como el CAES, este permite establecer una idea del criterio regulador respecto a la operación futura de los sistemas de almacenamiento, en especial lo referente a su artículo 8:

Artículo 8- Las instalaciones de una Central de Bombeo se considerarán recursos técnicos y/o infraestructura disponible para la prestación de los servicios complementarios. Asimismo, se entenderá como recurso técnico disponible la potencia conectada de la Central de Bombeo para la operación en Modo de Bombeo.”

Considerando la Norma Técnica de Homologación de las Materias Contenidas en los Procedimientos DO y DP de Servicios Complementarios a los que Refiere el DS N 130/2011 (SSCC), se establecen los mecanismos de cuantificación de recursos de control de frecuencia y tensión para los sistemas de almacenamiento en general.

Finalmente, estimando los gasoductos como red de distribución se debe considerar el decreto supremo N280/2009, el cual aprueba un reglamento de seguridad para el transporte y la distribución de gas de red, el cual contiene los requisitos mínimos que deben cumplir las redes de gas con el fin de resguardar a las personas y los bienes [31].

Capítulo 3

Factibilidad técnica planta de tecnología CAES

3.1. Posibles alternativas de implementación CAES

Una vez realizado el estado del arte, se ha concluido que implementar la tecnología de generación energética a través de aire comprimido es viable, considerando los gasoductos inutilizados en Chile y las herramientas existentes. En el presente informe de factibilidad técnica se presentan y detallan cuatro posibles alternativas y configuraciones que son estudiadas para la futura implementación del sistema de almacenamiento y generación CAES, desde el diseño específico para la aplicación y con reacondicionamiento de sistema de potencia a gas convencional. Para esto se consideran los diversos estudios y propuestas que se presentan ante esta tecnología.

A continuación se presentan las cuatro alternativas, y posteriormente se detallan considerando sus respectivas barreras, beneficios, ventajas y desventajas basándose en el estudio de cada una por sí sola, determinando factores críticos e influyentes.

- 1) Implementación de planta de potencia específicamente diseñada para CAES.
- 2) Reacondicionamiento de sistema de potencia a gas a través de incorporación de embrague.
- 3) Reacondicionamiento de dos sistemas de potencia a gas convencionales a través de extracción de álabes a turbina y compresor, respectivamente.

- 4) Reacondicionamiento considerando uso de compresor auxiliar y sobrecarga de turbina.

3.2. Situación base

El principio de funcionamiento de las turbinas a gas se basa en el ciclo ideal Brayton. Dicho ciclo considera la compresión del aire en el compresor (1-2), para luego aumentar su temperatura en la cámara de combustión a presión constante (2-3). Este ciclo puede ser abierto o cerrado, dependiendo si existe o no recirculación del gas tal como se puede apreciar en la figura 3.1, respectivamente. Luego la mezcla es expandida en la turbina (3-4), si el proceso es con recirculación de gases, entonces la mezcla expandida circula por un intercambiador de calor (recuperador) donde se aporta calor al aire que posteriormente es mezclado con el combustible (4-1) [32].

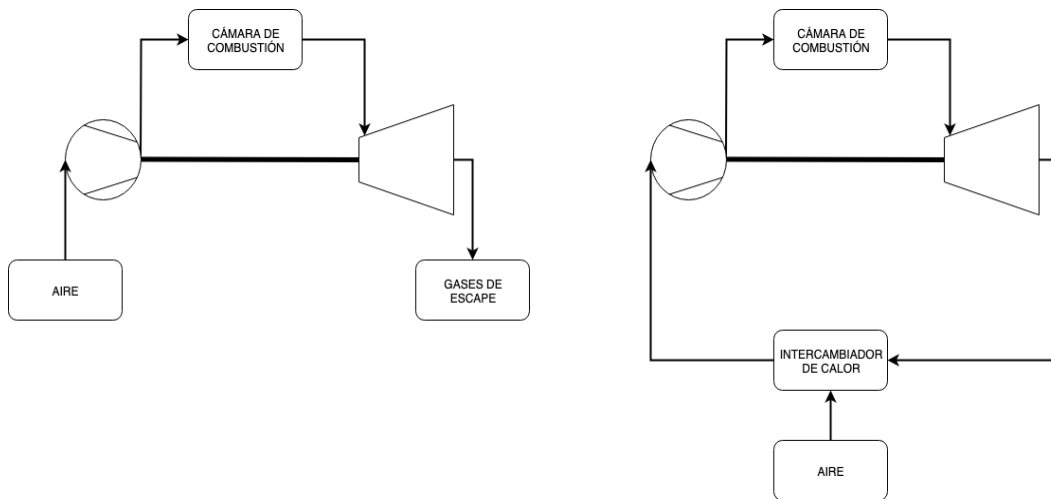


Figura 3.1: Esquema ciclo Brayton abierto y cerrado, respectivamente.

Es necesario mencionar que para el análisis termodinámico se asume que la energía química liberada en la cámara de combustión es equivalente a una transferencia de calor a presión constante para un fluido de trabajo de calor específico constante. Realizando esta consideración se permite al proceso en una turbina a gas ser comparado con el proceso ideal y ser representado en un diagrama de temperatura entropía. A continuación en las figuras 3.2 y 3.3 se muestran los gráficos de presión en función del volumen y temperatura en función de la entropía respectivamente.

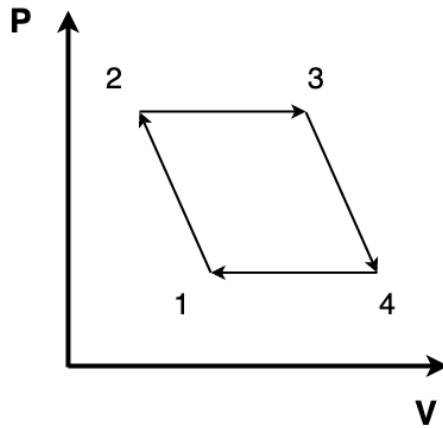


Figura 3.2: Gráfico genérico de presión en función del volumen para ciclo simple de turbina a gas [32].

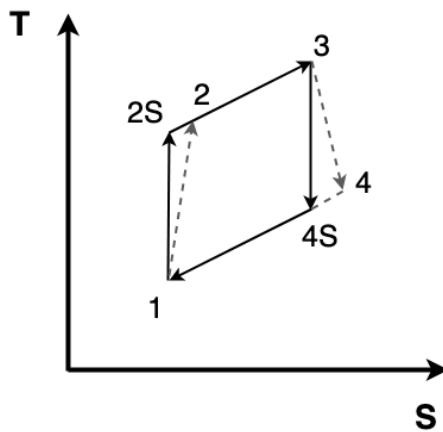


Figura 3.3: Gráfico genérico de temperatura en función de la entropía para ciclo simple de turbina a gas [32].

Siguiendo los diagramas anteriormente descritos, el ciclo sigue el siguiente proceso:

Proceso 1 \rightarrow 2 : Compresión adiabática irreversible desde P_1 a P_2 .

Proceso 2 \rightarrow 3 : Adición de calor a presión constante desde T_2 a T_3 .

Proceso 3 \rightarrow 4 : Expansión adiabática irreversible desde P_3 a P_4 .

Proceso 4 \rightarrow 1 : Liberación de calor a presión constante desde T_4 a T_1 .

Proceso 1 \rightarrow 2_s : Compresión isentrópica desde P_1 a $P_{2,s}$.

Proceso 3 \rightarrow 4_s : Expansión isentrópica desde P_3 a $P_{4,s}$.

3.2.1. Reacondicionamiento a Turbina a Gas de Ciclo Simple 9171E-9E.03

Para el presente estudio de reacondicionamiento de turbina a gas de ciclo simple se considerarán dos turbinas tipo PG9171E, actualmente llamada TG 9E.03. La mencionada turbina convencional a gas considera compresor, motor-generador y turbina acoplados en un sólo eje. Este tipo de turbina forma parte de la central GasAtacama perteneciente a ENEL Generación, la cual se compone de 4 turbinas a gas PG9171E y dos turbinas a vapor. El gasoducto en el cual se pretende almacenar el aire comprimido corresponde a GasAtacama y es analizado debido a que se encuentra actualmente en desuso o subutilizado.



Figura 3.4: Turbina PG9171E-9E.03 [33]

3.2.2. Principio de funcionamiento, condiciones de diseño y operación TG 9171E-9E.03

De acuerdo a las especificaciones de fabricante de la turbina PG9171E el ciclo de la turbina corresponde al ciclo Brayton abierto. Desde las especificaciones de diseño, el aire es ingresado al compresor desde condición ambiente, es decir, $P_1 = 1,013 [bar]$ y $T_1 = 15 [^{\circ}C]$, para luego ser comprimido a $P_{2,s} = 12,663 [bar]$ donde alcanza los $T_{2,s} = 355 [^{\circ}C]$. Una pérdida de $0,2 [bar]$ es producida en el ducto entre el compresor y la cámara de combustión llevando el aire a una presión de $P_2 = 12,463 [bar]$ en la cámara de combustión. En la cámara se produce una pérdida de presión debido a la resistencia aerodinámica de estabilización de flama junto al cambio de momento producido por la reacción exotérmica, llevando la presión a una magnitud de $P_3 = 12,363 [bar]$ y $T_3 = 1.124 [^{\circ}C]$. En la turbina, el producto de la combustión es expandido a una

presión de $P_4 = 1,018$ [bar] y temperatura de $T_4 = 551$ [°C].

El flujo másico de aire que es ingresado al compresor corresponde a $\dot{m}_{air} = 401,7$ [kg/s], mientras que se espera que ocurra una baja en la presión de 0,009 [bar] tan pronto como el aire pase a través del proceso de filtración. El combustible utilizado corresponde a gas natural con un poder calorífico inferior de 46.670 [kJ/kg] y un flujo másico de $\dot{m}_{fuel} = 7,8$ [kg/s], siendo el total de la mezcla expandida $\dot{m}_{mix} = 409,5$ [kg/s] [32].

Las especificaciones de diseño y por norma se muestran a continuación:

Tabla 3.1: Datos de rendimiento TG9171E-9E.03 según especificación ISO [32].

Parámetro	Especificación
Power output (terminales del generador) (W_{neto})	123,4 MW
Heat Rate (HR)	10.403 [kJ/kWh]
Eficiencia (terminales del generador) (η_{ciclo})	33,8 %
Velocidad del rotor (n)	3.000 rpm
Presión atmosférica (P_{atm})	1,013 bar
Temperatura ambiente (T_{amb})	15 °C
Humedad relativa (hum_{rel})	60 %
Pérdida de presión en filtro de aire ($P_{perdfiltro}$)	0,009 bar
Flujo másico de aire (\dot{m}_{air})	401,7 kg/s
Temperatura de salida del compresor ($T_{compout}$)	355 °C
Presión de salida del compresor ($P_{compout}$)	12,663 bar
Razón de presiones (r_p)	12,5
Presión de entrada de la cámara de combustión (P_{ccout})	12,463 bar
Poder calorífico inferior del combustible (PCI_{inf})	46.670 kJ/kg
Tipo de combustible	Gas natural
Flujo másico de combustible (\dot{m}_{comb})	7,8 kg/s
Temperatura de entrada de la turbina ($T_{turb_{in}}$)	1.124 °C
Presión de entrada de la turbina ($P_{turb_{in}}$)	12,363 bar
Temperatura de salida de la turbina ($T_{turb_{out}}$)	551 °C
Presión de salida de la turbina ($P_{turb_{out}}$)	1,018 bar
Flujo másico de mezcla (\dot{m}_{mix})	409,5 bar
Pérdida de presión en el escape ($P_{perdescape}$)	0,013 bar
Para proceso de compresión:	$C_p = 1,0050 \text{ kJ/kg} \cdot K, \gamma = 1,4$
Para proceso de combustión:	$C_p = 1,1557 \text{ kJ/kg} \cdot K$
Para proceso de expansión:	$C_p = 1,1100 \text{ kJ/kg} \cdot K, \gamma = 1,3$

3.2.3. Condiciones Operacionales Sistema de Potencia a Gas TG PG9171E

Las condiciones operacionales del sistema de potencia a gas han sido obtenidas a partir del informe de prefactibilidad [1]. A continuación se presentan las condiciones para el compresor, turbina y gasoducto acumulador.

a) Condiciones operacionales en el compresor:

La compresión es realizada en dos pasos, es decir, el aire es succionado por el primer compresor para luego circularlo hacia la unidad siguiente. Ambos compresores poseen 17 etapas y la eficiencia isentrópica de compresión a carga completa η_C estimado en base a los datos nominales corresponde a 75 %.

Tabla 3.2: Características y condiciones operacionales en el compresor [1].

Características del compresor		
Número de etapas (N_C)	17	
Velocidad de giro (n)	3.000	<i>Rpm</i>
Flujo máximo de operación (aire) (\dot{m}_{air})	412	<i>kg/s</i>
Relación de compresión (r_p)	13	
Eficiencia del compresor (η_C)	75	%

b) Condiciones operacionales en turbina:

Al igual que en la compresión la expansión es realizada en dos pasos. Previamente a ingresar el aire a las turbinas, éste es calentado a 1.000 [°C] en los combustores antes de entrar a la turbina de alta presión, para luego de ser expandido y recalentado antes de entrar a la turbina de baja presión. Para el calentamiento del aire se utiliza gas natural como combustible. La eficiencia de la turbina (η_T) estimada en base a los datos nominales, corresponde a 90 % y para asegurar condiciones de flujo constante a las turbinas en el proceso de expansión, se controla la presión de suministro a 45 [bar].

Tabla 3.3: Características y condiciones operacionales en la turbina [1].

Características de la turbina		
Número de etapas (N_T)	3	
Velocidad (n)	3.000	Rpm
Potencia nominal (W_{neto})	121,7	MW
Eficiencia turbina (η_T)	90	%

c) **Condiciones de almacenamiento en gasoducto:**

Para la evaluación de reacondicionamiento, como se ha mencionado anteriormente se pretende utilizar como reservorio los gasoductos en Chile. En este caso se ha considerado el gasoducto acumulador en base a 100 [km] de extensión, en el tramo final del gasoducto GasAtacama, Mejillones-Calama, dado que actualmente no está siendo utilizado conforme al fin para el cual fue construido, utilizándose para el almacenamiento de gas natural cuando existe la disponibilidad de gas desde la planta regasificadora de Mejillones. Dicho gasoducto posee una presión de diseño de 100 [bar] y fue testeado hidráulicamente hasta una presión de 140 [bar].

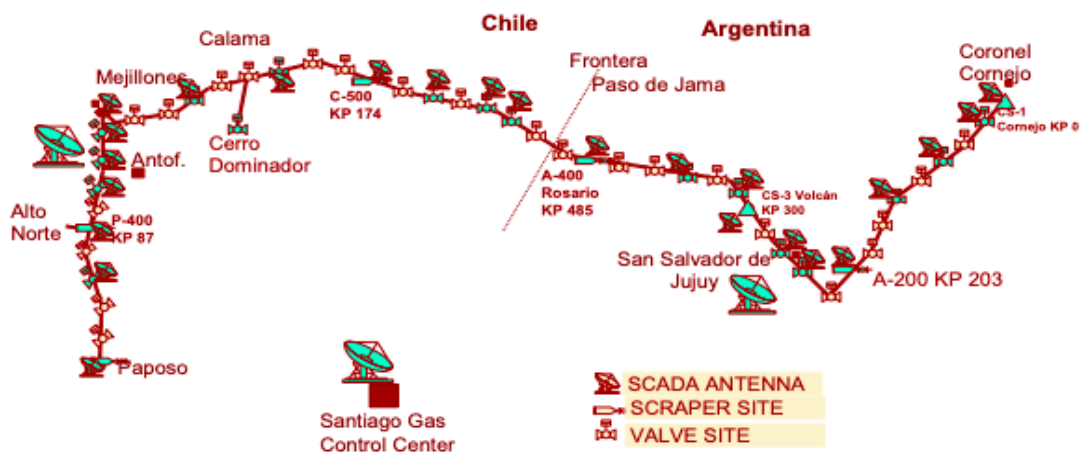


Figura 3.5: Mapa red de gasoducto GasAtacama [1].

Las condiciones de dicho gasoducto se presentan a continuación:

Tabla 3.4: Características del gasoducto [1].

Características del gasoducto		
Diámetro	0,5	[m]
Longitud	100	[km]
Volumen acumulador	20.268	[m ³]
Presión máxima	80	[bar]
Presión mínima	50	[bar]
Temperatura	20	[°C]
Masa aire máxima	1.953.161	[kg]
Masa aire mínima	1.219.060	[kg]
Masa aire acumulado	734.101	[kg]

3.2.4. Análisis y consideraciones medioambientales para reacondicionamiento:

La Ley N 19.300 de Bases Generales del Medio Ambiente (LBGMA) dispone que los proyectos o actividades en ella señalados, y especificados en el reglamento, sólo podrán ejecutarse o modificarse previa evaluación de su impacto ambiental, y que los contenidos de carácter ambiental de todos los permisos o pronunciamientos que, de acuerdo a la legislación vigente, deban o puedan emitir los organismos del Estado, serán analizados y resueltos a través del SEIA [34].

Para que el reacondicionamiento cumpla con los parámetros permitidos por la ley se deben analizar los siguientes artículos:

- a) Artículo 3: Sin perjuicio de las sanciones que señale la ley, todo el que culposa o dolosamente cause daño al medio ambiente, estará obligado a repararlo materialmente, a su costo, si ello fuere posible, e indemnizarlo.
- b) Artículo 10: Los proyectos o actividades susceptibles de causar impacto ambiental, en cualesquiera de sus fases, que deberán someterse al sistema de evaluación de impacto ambiental, son los siguientes:

(c) Centrales generadoras de energía mayores a 3 [MW].

(j) Oleoductos, gasoductos, ductos mineros u otros análogos.

Ambos puntos son considerados, debido a que involucran la tecnología CAES como almacenamiento en gasoductos.

c) Artículo 11: Los proyectos o actividades enumerados en el artículo 10, requerirán la elaboración de un Estudio de Impacto Ambiental si generan o presentan a lo menos uno de los siguientes efectos, características o circunstancias:

(a) Riesgo para la salud de la población, debido a la cantidad y calidad de efluentes, emisiones o residuos;

(b) Efectos adversos significativos sobre la cantidad y calidad de los recursos naturales renovables, incluidos el suelo, agua y aire;

(c) Reasentamiento de comunidades humanas, o alteración significativa de los sistemas de vida y costumbres de grupos humanos;

(d) Localización en o próxima a poblaciones, recursos y áreas protegidas, sitios prioritarios para la conservación, humedales protegidos y glaciares, susceptibles de ser afectados, así como el valor ambiental del territorio en que se pretende emplazar.

(e) Alteración significativa, en términos de magnitud o duración, del valor paisajístico o turístico de una zona.

(f) Alteración de monumentos, sitios con valor antropológico, arqueológico, histórico y, en general, los pertenecientes al patrimonio cultural.

Finalmente, si las obras o acciones del proyecto a realizar no implican cambios en las características u órdenes de magnitud, es decir la modificación del proyecto no genera impactos ambientales adversos de ningún tipo, entonces la modificación no debe ser ingresada al SEIA. De no ser así, entonces la actualización del proyecto debe entrar al proceso de evaluación y se debe estimar si entra como una declaración o una evaluación de impacto ambiental.

3.3. Alternativa 1: Implementación de planta específicamente para aplicación CAES

Para la implementación de tecnología CAES se analizará sólo una alternativa considerando el diseño específico. Esto corresponde a la instalación y desarrollo del proyecto completo, sin reacondicionamiento, específicamente diseñada y estudiada para dicha aplicación. Dicha alternativa considera, estudios, instalación e implementación de la planta de generación energética por parte del proveedor.

En el mercado de generación energética mundial existen distintas empresas proveedoras las cuales se dedican a la instalación de diversos tipos de plantas y equipos de potencia, considerando los requerimientos y especificaciones del cliente. Para este caso se analizará el sistema de generación de potencia a través de compresión y almacenamiento de aire lo cual es ofertado por la compañía Dresser Rand de Siemens.

Dicha compañía es pionera en la instalación del sistema CAES y para el presente informe de factibilidad se analiza el proveedor mencionado, ya que su instalación y gestión posee más de 20 años de operación exitosa en la industria, considerando el diseño de la turbomaquinaria y sistemas de control de la primera planta CAES norteamericana a cargo de la cooperativa energética PowerSouth ubicada en McIntosh Alabama.

La compañía ofrece la configuración SmartCAES, alternativa la cual consiste en la instalación de módulos de compresión y expansión de una determinada potencia, para de este modo adquirir la potencia específica requerida acorde al requerimiento del cliente a través de los módulos que sean necesarios. Además propone una mayor eficiencia energética a partir de la operación simultánea de los trenes de compresión y expansión.

El sistema de generación de potencia puede configurarse para diversos reservorios de aire comprimido, es decir, cavernas de sal, cavernas de roca dura, acuíferos, campos de gas natural agotados y también los gasoductos en desuso, siempre y cuando dichos reservorios puedan soportar las condiciones de presión y temperatura a la que se someterá el aire comprimido.

A continuación, en la figura 3.6 se presenta el esquema para la configuración diseñada específicamente para CAES.

Esquema:

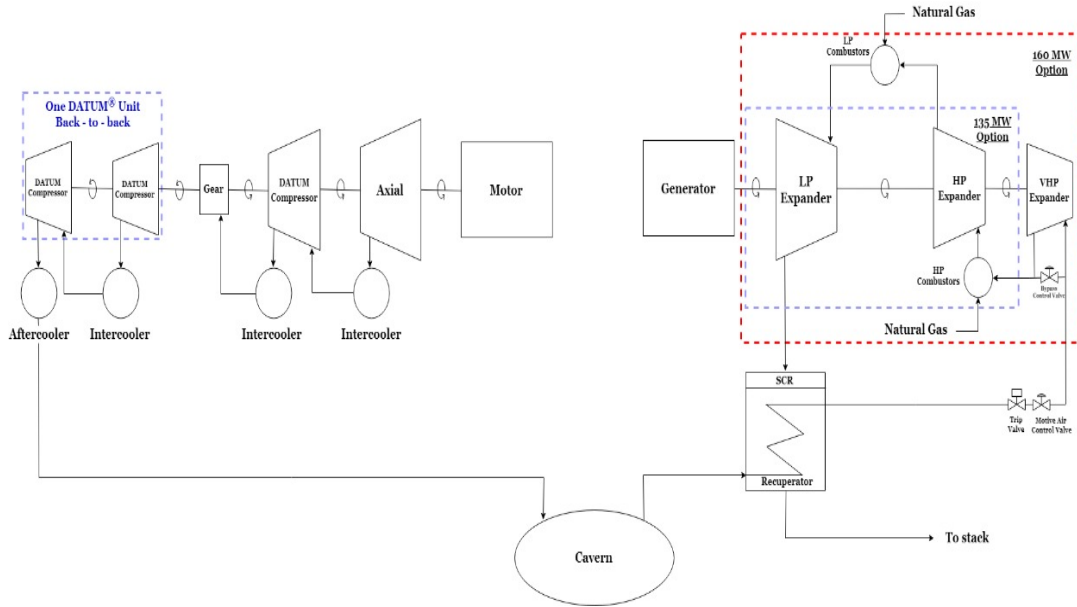


Figura 3.6: Layout planta de potencia Siemens [35].

Principales componentes:

Los componentes que integran la planta de tecnología SmartCAES consisten principalmente en un tren de compresión con inter y post enfriamiento, un tren de expansión con combustores asociados, además de un sistema de recuperación y precalentamiento del aire circulante a partir del gas residual [35].

a) Tren de expansión:

En la presente configuración de tecnología CAES cada tren de expansión se ofrece de forma modular para poder ser fácilmente replicado y de esta manera alcanzar la potencia requerida. En dichos módulos se presentan dos variantes, cada una

diseñada para 50 y 60 [Hz]. La variante de 135 [MW] se compone de dos turbinas a gas, una de muy alta presión y otra de alta y requiere un presión de entrada al tren de expansión de $p = 82$ [bar]. La versión de 160 [MW] utiliza además una turbina adicional y un combustor, ambos diseñados para operar a presiones bajas. La configuración de 160 [MW] requiere una presión de entrada de $p = 150$ [bar].

Para generar una mayor eficiencia en el ciclo en la variante de 160 [MW], el gas expandido por la turbina de muy alta presión (MAP), pasa por el combustor de alta para luego expandirse en la turbina (AP), luego es circulado por la cámara de combustión de baja presión previamente a ser expandido en la turbina de baja (BP). Finalmente el gas residual se dirige al recuperador, donde el aire será precalentado para entrar nuevamente a la turbina de muy alta presión (MAP). El combustible utilizado para aumentar la temperatura de la mezcla corresponde a gas natural y posee un poder calorífico inferior de $H_{inf} = 46.808$ [$\frac{kJ}{kg}$]. Para la variante de 135 [MW] se repite el procedimiento considerando sólo turbinas de alta y baja presión, además de sus respectivos combustores.

Las turbinas a gas de dicho sistema utilizan un tercio del combustible que requiere una turbina a gas convencional por kW generado, debido a que los trenes de compresión y expansión se ofrecen de forma modular y no en un sólo eje como se ha mencionado anteriormente.

La puesta en marcha requiere 10 minutos para que la velocidad de giro alcance la velocidad de sincronización y en consecuencia, el tren de expansión genere la potencia nominal como se puede apreciar en la figura 3.7. La potencia de salida posee una variación máxima de un 20 %.

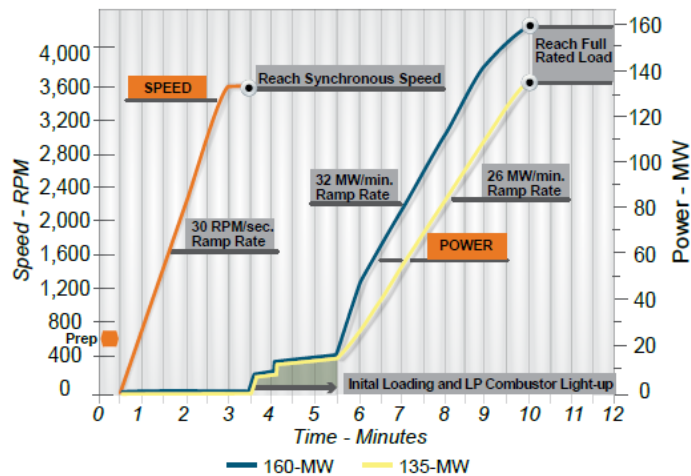


Figura 3.7: Gráfico de secuencia de partida normal en modo generación [35].

b) Tren de compresión:

El sistema de compresión posee un sistema de variación de frecuencia que permite la puesta en marcha del sistema de compresión en menos de 4 minutos como se puede apreciar en la figura 3.8. Una vez que el aire fluye hacia el almacenamiento los compresores se pueden regular mediante una válvula de cierre a cualquier carga entre el 65 – 110 % de la carga nominal.

La tecnología de compresión centrífuga DATUM que ofrece Dresser-Rand, junto al diseño de flujo aerodinámico avanzado axial, a la par con el ciclo de interenfriamiento entre los compresores, propone obtener una eficiencia isentrópica entre las 13 etapas de compresión de 87 %.

Un post enfriamiento luego del proceso de compresión, es requerido para mantener una temperatura adecuada en el aire antes de ser almacenado en el reservorio para de esta manera asegurar el cuidado y durabilidad de sus componentes. Para esto se utiliza un intercambiador de calor de contraflujo utilizando como fluido amoníaco.

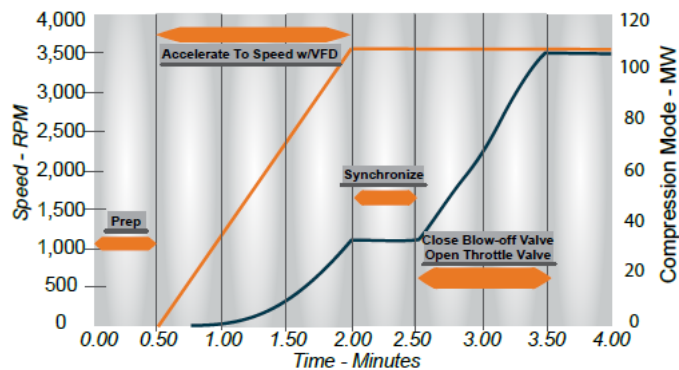


Figura 3.8: Gráfico de secuencia de partida normal en modo compresión [35].

c) Sistema de recuperación:

El recuperador de energía o calor de gases de escape asociado a la configuración SmartCAES posee una efectividad del 90 % en la transferencia de calor. Dicho recuperador pre calienta el aire que sale del depósito de almacenamiento antes que entre a la turbina de muy alta presión (MAP), a través del calor residual liberado por el ciclo en la variante de 160 [MW]. Debido a no poseer turbina de muy alta presión en la variante de 135 [MW] el aire es precalentado previo a ser ingresado al combustor asociado a la turbina de alta presión. El sistema de recuperación SmartCAES consiste en un intercambiador de calor de flujo cruzado, por el cual circulan aire y gas expandido por las turbinas. Además, está diseñado para operar a la máxima presión de almacenamiento, no siendo necesario considerar en la configuración válvulas reductoras de presión.

d) Reservorio de almacenamiento de aire comprimido:

El reservorio de la presente configuración está diseñado para operar a una presión de hasta 152 [bar] y una temperatura de 38 [°C]. Dicho almacenador corresponde al tipo de caverna de sal bajo tierra y puede proveer de aire comprimido tanto a la variante de 135 [MW] como la de 160 [MW], regulando la presión de salida a través de válvulas [21].

Comparación de tasa de calor:

A continuación, en la figura 3.9 se presenta una comparación entre la tasa de calor por unidad de potencia generada, es decir el coeficiente heat rate para el sistema CAES y un sistema de turbinas a gas de ciclo simple ($HR = \frac{E_{t\acute{e}rmica}}{E_{el\acute{e}ctrica\ generada}} [kJ/kWh]$). En dicho diagrama se aprecia la gran tasa de calor necesaria para producir una unidad de potencia, a través del sistema de turbina de ciclo simple. Como se ha mencionado durante el estudio, 2/3 aproximadamente de la potencia generada por el gas natural son requeridos por el proceso de compresión. El presente diagrama considera la compresión a través de fuentes renovables o excesos energéticos, por lo que para generar la misma potencia a través de procesos modulares de compresión y expansión, es necesario un tercio del combustible requerido para una turbina a gas de ciclo simple. Es necesario mencionar que en la curva correspondiente a SmartCAES el aire ya se encuentra comprimido, es decir solo se considera el proceso de expansión [35].

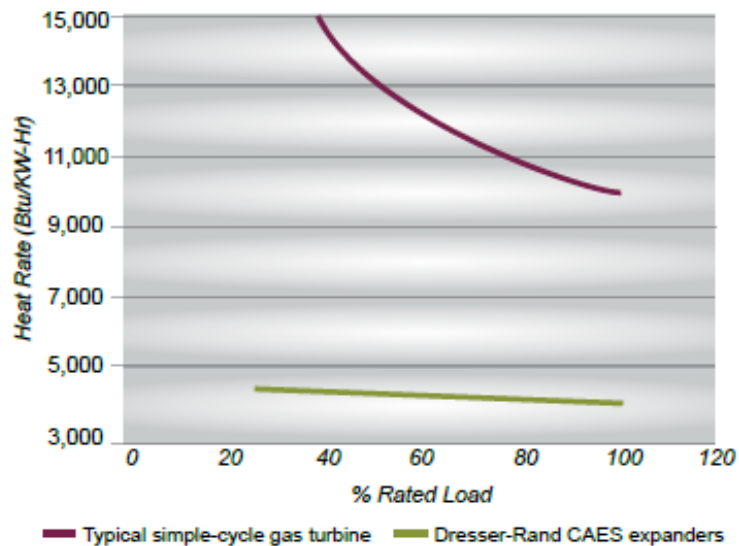


Figura 3.9: Comparación de tasa de calor entre alternativa Dresser Rand y SCGT [35].

Costos:

Los costos estimados entregados por el proveedor Dresser Rand, los cuales consideran la instalación e implementación de planta específicamente diseñada para la tecnología de generación de potencia a través de almacenamiento de aire comprimido.

do corresponden se entregan a continuación, considerando la magnitud en dólares por unidad de kW nominal [21].

- Planta de potencia : 550 – 650 [USD/kW]
- Balance de planta e ingeniería, adquisición y construcción: 450–550 [USD/kW]
- Reservorio (Opcional): 50 [USD/kW]

Para la variante de 135 [MW] y 160 [MW] se tendrá un costo total de 135.000.000 – 162.000.000 [USD] y 160.000.000 – 192.000.000 [USD], sin considerar el reservorio de aire comprimido.

Para la instalación de la planta CAES es necesario construir un reservorio para el almacenamiento del aire comprimido. Sin embargo, como el presente estudio de factibilidad considera los gasoductos como reservorio, el costo asociado a dicho requerimiento es despreciable, considerando que la boca o cabeza del gasoducto sea localizada cerca de la planta de potencia para realizar la conexión a la planta de potencia.

Ventajas:

La ventaja más importante sobre la presente alternativa, es que existe actualmente una planta en el mundo desarrollada en base a esta configuración en operación comercial por 27 años, lo cual entrega una alta confiabilidad. Además, demuestra que la configuración planteada por Dresser Rand es factible técnicamente, siempre y cuando se cumplan las condiciones de almacenamiento requeridas por la operación del aire y el combustible, es decir, condiciones adecuadas de presión, temperatura, volumen, etc.

Al trabajar con módulos de compresión y generación por separado es posible la operación simultánea de ambos trenes, siempre y cuando la demanda energética lo requiera. Esto además implica como se ha mencionado anteriormente, una menor tasa de calor por unidad de potencia generada, es decir a partir de la misma cantidad de combustible se puede generar mas potencia a través de la turbina.

Actualmente estudios indican que a largo plazo (sobre todo en Europa) el hidrógeno será una importante fuente de energía. El sistema de expansión asociado a esta alternativa comprende desde un 15 – 30 % de H_2 en contenido de combustible, y se han realizado diversas pruebas con contenido de 50 – 75 %, con proyecciones de 100 % de contenido de hidrógeno en plantas con tecnología CAES. La tecnología HES (Hydrogen Energy Storage) se puede parear fácilmente con plantas CAES ya que pueden utilizar la misma formación y estructura geológica. Además biocombustibles derivados, en estado gaseoso o líquido también son una posibilidad factible, ya que el combustor puede funcionar con dos combustibles distintos. De esta manera se pretende lograr una disminución en la huella de carbono, lograr mayor estabilidad de llama y la futura posibilidad de eliminar el gas natural como suministro de tecnología a futuro.

Desventajas:

Considerando que la presente alternativa comprende el desarrollo del proyecto completo de principio a fin se podría establecer como una alternativa sencilla para implementar CAES, dado que sólo requiere el presupuesto para financiar el proyecto. Sin embargo, es posible realizar ciertas consideraciones las cuales podrían efficientar el ciclo respecto a la tecnología actual, utilizando otro tipo de compresor, el cual sea más apto para trabajar a bajos caudales y altas relaciones de presión ($r_p = 152 [-]$) en amplios intervalos de tiempo.

Si bien es cierto, en términos de factibilidad técnica es completamente factible, se puede interpretar como una gran desventaja el alto costo de inversión, incluyendo y considerando cada etapa del proyecto.

3.4. Alternativa 2: Sistema de embrague incorporado a sistema de potencia

Dado que para el sistema de tecnología CAES se busca generar el mayor aprovechamiento energético posible, se debe comprimir en los intervalos de tiempo donde la demanda energética y el costo son bajos, y se debe generar potencia por medio de la conexión turbina-generador cuando el costo marginal es alto debido a la demanda. Por ello, es que en un sistema de turbina y compresor conectados es importante minimizar las pérdidas que son producidas debido al arrastre que se produce por el compresor en la etapa que la turbina se expande, y el arrastre de la turbina cuando se realiza la etapa de compresión. Por lo tanto, se propone un embrague de desacople el cual separe los equipos, y de esta manera no se produzcan las pérdidas mencionadas las cuales se estiman en un 1 – 4 %. Además, un embrague permite seccionar los proceso de compresión y expansión, estableciendo una configuración modular, lo cual permite generar mayor potencia en la turbina.

La presente configuración considera el reacondicionamiento a través de la intervención de equipos de dos unidades existentes de turbina a gas de ciclo simple PG9171E, configuradas para que los compresores y las turbinas operen en serie. Además es necesario mencionar, que las dos plantas actualmente en operación utilizan este tipo de configuración.

A continuación, en la figura 3.10 se presenta el esquema para la configuración con incorporación de embrague de desacople.

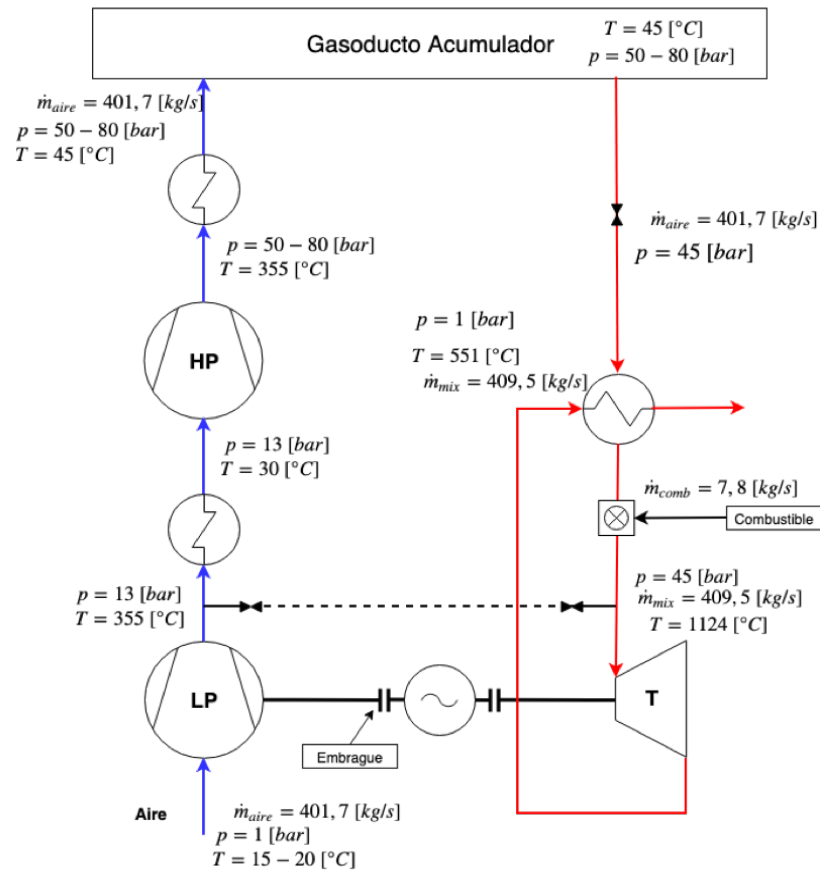


Figura 3.10: Esquema CAES con embrague incorporado [1].

Embragues en el mercado

En el mercado actual es posible encontrar distintos tipos de embragues de acople para diversas aplicaciones, considerando las variables, precio, calidad, y potencia requerida.

Para esta configuración, se analizará el proveedor SSS Clutches, el cual posee una alta confiabilidad y experiencia, debido a que ha proveído a las únicas dos plantas que se encuentran actualmente en operación comercial en el mundo, es decir, Huntorf Alemania y McIntosh Estados Unidos [36].

Principales componentes:

Los componentes que conforman el embrague de cambio autosincronizado son los siguientes y se muestran posteriormente en la figura 3.11.

A → Trinquete.

B → Dientes del embrague.

C → Componente deslizante.

D → Hilo helicoidal.

E → Eje de entrada.

F → Anillo de embrague de salida.

G → Dientes del trinquete.

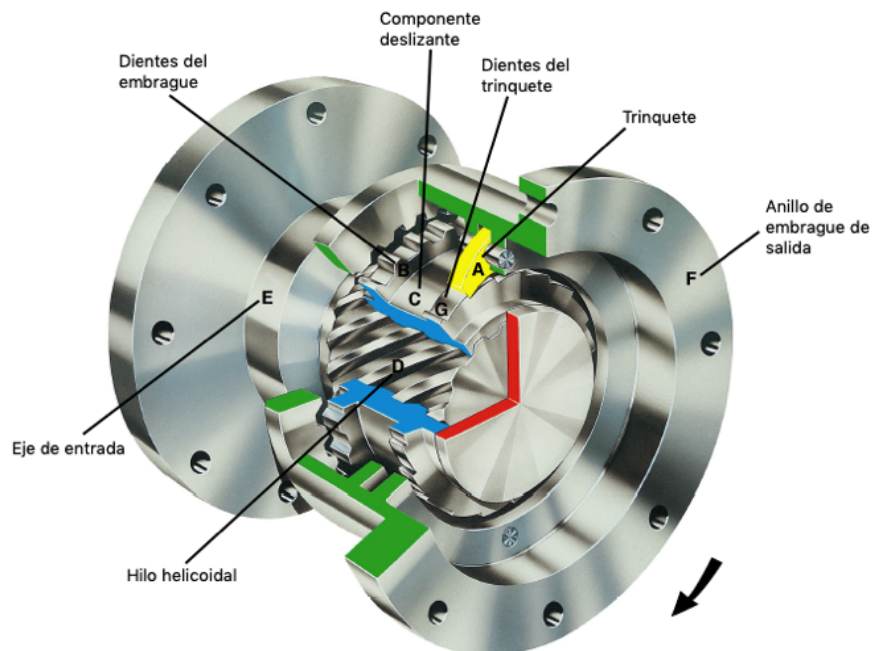


Figura 3.11: Componentes del embrague SSS [37].

Funcionamiento del embrague:

El principio de funcionamiento del embrague SSS es descrito a partir de la información entregada por el proveedor del embrague, a partir del instructivo Clutch Operating Principle [37].

El presente embrague SSS es llamado así por la propiedad de cambio autosincronizado (del inglés Synchro-Self-Shifting), en el cual sus dientes se posicionan en fase y luego automáticamente se reubican axialmente para su enganche rotando precisamente a la misma velocidad del eje. El embrague SSS está diseñado para transmitir una máxima potencia de 300 [MW] a una velocidad de giro de 3.000 [rpm].

El embrague posee una rueda dentada configurada de modo que sus dientes (B) puedan ser desacoplados del hilo helicoidal (D), tan pronto como la velocidad de entrada descienda en relación a la velocidad de salida.

El principio de funcionamiento básico puede ser representado como una comparación a una tuerca atornillada a un perno. De modo que si el tornillo gira con la tuerca libre, entonces la tuerca girará junto con el tornillo. Sin embargo, si se evita el giro de la tuerca mientras el tornillo sigue girando, la tuerca se moverá axialmente en línea recta a lo largo del tornillo.

Haciendo uso de la analogía anteriormente mencionada en un embrague tipo SSS el eje de entrada (E) representa el tornillo, el cual posee un hilo helicoidal (D) sobre el cual existe un componente deslizante (C), el cual representa la tuerca y se desliza de forma axial. El componente deslizante posee dientes externos en cada uno de sus extremos (B y G) respectivamente.

Cuando el eje de entrada gira, el componente deslizante gira con él hasta que uno de los dientes de la rueda dentada contacte la punta de un trinquete (A). El trinquete se encuentra en el anillo exterior del embrague (F) para prevenir la rotación de dicho componente deslizante en relación al anillo de embrague exterior, tal como se puede apreciar en la figura adjunta 3.12.

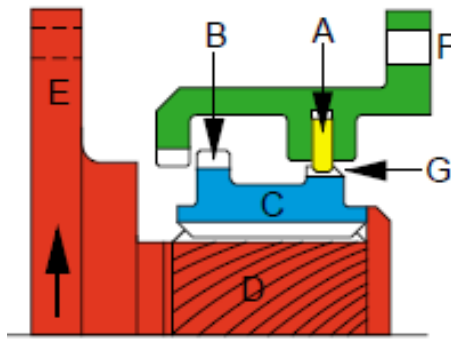


Figura 3.12: Embrague enganchado al trinquete. Componente deslizante detenido [37].

A medida que el eje de entrada continúa su rotación, el componente deslizante se moverá axialmente a través del hilo helicoidal como se aprecia en la figura 3.13. Cuando uno de los dientes de la rueda dentada entra en contacto con el trinquete los dientes del embrague se encuentran perfectamente alineados con las posiciones correspondientes del otro anillo, y de esta manera el componente deslizante pasará suavemente a través de los componentes en una línea recta. El trinquete cumple la función de permitir un mejor deslizamiento sobre la rueda en el sentido de giro sin producir roce y ruido excesivo, por otro lado, en sentido contrario tiene una forma adecuada para trabar la rueda dentada y detener el movimiento.

A medida que el componente deslizante se mueve a lo largo del eje de entrada, el trinquete sale de contacto con el diente de la rueda, permitiendo que los dientes del embrague entren en contacto con el flanco y continúe el recorrido.

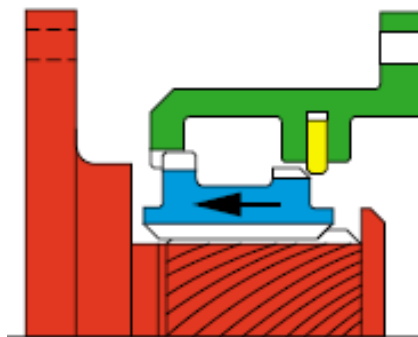


Figura 3.13: Embrague desenganchado al trinquete. Componente deslizante en trayectoria axial [37].

El torque transmisor desde el eje de entrada sólo será transmitido cuando el componente deslizante complete su recorrido al entrar en contacto con el final del eje de entrada, los dientes del embrague en contacto absoluto y totalmente enganchados, y los trinquetes desacoplados como se puede notar en la figura 3.14. Luego se repite el mismo procedimiento en sentido contrario para alternar el funcionamiento independiente de los equipos entre los cuales se ha instalado el embrague. En el presente estudio se pretende alternar el uso de compresor y turbina, para evitar pérdidas por arrastre cuando se de paso al funcionamiento de cada una de las turbomáquinas por si solas.

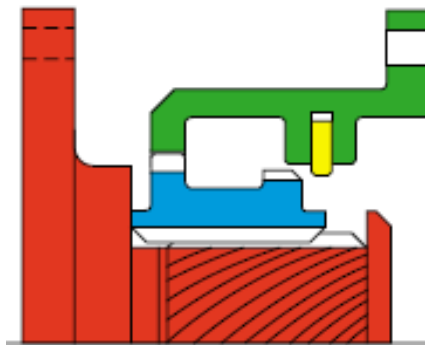


Figura 3.14: Embrague totalmente enganchado al eje de entrada permitiendo la transmisión [37].

Si la velocidad del eje de entrada se reduce en relación con el eje de salida, el par en las estrías helicoidales se invertirá provocando que el componente deslizante vuelva a la posición inicial enganchado al trinquete, y de esta manera el embrague evitará el movimiento

Cuando sea necesario se aplica lubricante al final del recorrido para amortiguar el enganche del embrague y evitar el exceso de roce de manera que se pueda evitar un posterior deterioro [37].

Consideraciones alternativa 2

A continuación se presentan las consideraciones que se deben realizar para implementar la presente alternativa y configuración para CAES:

a) **Incorporación al sistema existente:**

La incorporación del embrague al sistema de generación de potencia, para cumplir con el objetivo de evitar las pérdidas por arrastre del compresor, debe ser instalado entre los equipos, es decir compresor y turbina. Para esto es necesario realizar estudios de los esfuerzos axiales, de torsión y las vibraciones que afecten al sistema, en especial al eje de acople de los equipos. Además, se debe considerar una inversión en obras civiles debido a que se debe desmontar el sistema para luego incorporar el embrague, siendo la mayor limitante el pequeño espacio físico existente entre compresor-turbina.

b) **Análisis y estudio de suelos:**

Para determinar la factibilidad del suelo para la incorporación del embrague al sistema de potencia, se deben realizar los estudios pertinentes asociados al presente reacondicionamiento. Acorde a esto se debe revisar en detalle la norma chilena 1508 de geotecnia [39], estudio de mecánica de suelos y fundaciones. Dicha norma a pesar de ser para edificaciones se puede aplicar a sistemas industriales de potencia y presenta todas las consideraciones que se deben respetar para establecer los procedimientos mínimos que debe cumplir un estudio de mecánica de suelos para un proyecto u obra de ingeniería. Al realizar el reacondicionamiento, se debe realizar un ensayo de compactación proctor lo cual corresponde a un ensayo de mejoramiento de suelo. Esto permite determinar la densidad óptima dependiendo de la humedad del suelo, por lo que entre mayor densidad, menor asentamiento existirá, lo que implica un descenso del nivel del suelo producto de las cargas. Estudios específicos respecto a suelos afectados por cargas cíclicas superficiales no existen, por lo que se puede considerar dicha carga como estática, lo que producirá una consolidación en el suelo, es decir una homogenización a través de las vibraciones hasta una posición de equilibrio.

Dada la magnitud en términos de dimensiones y peso de la planta, se debe disminuir también los riesgos de licuefacción a través de un ensayo de penetración estándar (SPT), para evitar que el suelo pierda resistencia dado por un sismo o fenómeno natural que afecte la instalación del sistema de forma catatrófica. Dicho ensayo permite determinar la configuración del suelo, sus propiedades incluyendo la resistencia a cargas, y además saber si el suelo es licuable o no.

c) **Análisis y estudio de vibraciones:**

Como se ha mencionado anteriormente además del estudio pertinente asociado al suelo, se deben realizar estudios respecto a las vibraciones y esfuerzos que se producirán al incorporar el embrague al sistema. Para el cálculo de las vibraciones se utiliza la siguiente relación, los límites usuales de vibración a partir del diseño están dados por:

$$Vibración_{usual} = \sqrt{\frac{1.200}{rpm}}$$

La norma API recomienda ajustar los límites de alarma y detención respectivamente, por vibración del eje como sigue:

$$Vibración_{alarma} = \sqrt{\frac{24.000}{rpm}}$$

$$Vibración_{detención} = \sqrt{\frac{36.000}{rpm}}$$

A continuación se presenta en la tabla 3.6 los límites a considerar para la estimación de vibraciones en los descansos del sistema de acople.

Tabla 3.5: Parámetros de monitoreo y sus alarmas para descansos hidrodinámicos.

Parámetro	Límites
1 Vibración radial (peak to peak)	2,5 mils (60 micrones)
2 Temperatura placas descanso	220 [°F] (108 [°C])
3 Posición radial del eje (excepto para cajas engranajes donde son normales mayores valores para condición con o sin carga)	Cambios > 30° y/o variaciones en el orden del 30 %
4 Temperatura aceite lubricante	140 [°F] (60 [°C])
5 Temperatura aceite drenaje	190 [°F] (90 [°C])
6 Viscosidad del aceite	50 % fuera de las especificaciones
7 Punto inflamación del aceite	Bajo 200 [°F] (100 [°C])
8 Tamaño de sedimentos en aceite	Mayores a 25 micrones.

d) **Costos asociados al reacondicionamiento:**

Debido a que la planta de potencia CAES está estimada para una potencia generada de aproximadamente 100 [MW], el embrague necesario para acoplar al

eje corresponde al modelo 300T Encased, el cual tiene un costo de adquisición de 750.000 – 1.000.000 [USD]. dicho costo es duplicado debido a que el presente reacondicionamiento considera intervenir dos unidades de turbina a gas PG9171E.

Además se debe considerar una inversión en generadores del triple de capacidad para cada turbina a gas, debido a que esta generará aproximadamente el triple de lo que genera, considerando que el compresor acoplado al mismo eje no operará mientras lo haga la turbina, es decir el 66 % de la potencia que requiere este equipo será utilizada para el proceso de expansión.

Ventajas:

La presente configuración establece el funcionamiento modular de los trenes de compresión y expansión como lo hacen las dos plantas en operación comercial actualmente. Esto permite comprimir y almacenar cuando la demanda energética y el costo marginal son bajos, y posteriormente generar energía eléctrica cuando la demanda energética sea alta y el costo marginal atractivo. Esto es bastante beneficioso, ya que permite generar un aumento en la diferencia dada por la relación entre producir y proveer energía eléctrica. Además, el embrague de desacople permite evitar las pérdidas por roce mecánico estimadas en un 1 – 4 %

Desventajas:

Si bien es cierto la presente alternativa es factible técnicamente, presenta ciertas limitantes. Como se ha mencionado anteriormente la más significativa corresponde a la dificultad que implica la incorporación del embrague por temas de espacio físico, dado que de forma sencilla no es posible y es necesario un estudio detallado para desinstalar y reinstalar el sistema de potencia. Considerando además la situación medioambiental, obras civiles, obtención de permisos, análisis de norma y el alto costo de adquisición de los embragues, se recomienda considerar esta alternativa como diseño específico para la planta CAES y no como reacondicionamiento de sistema de turbina a gas.

3.5. Alternativa 3: Extracción de álabes a compresor y turbina

La presente alternativa extraída de la patente [38], comprende el reacondicionamiento de dos turbinas a gas de ciclo simple (SCGT) existentes A y B, para proveer energía de baja demanda en períodos de alta a través de la tecnología CAES. Una primera turbina de gas convencional es modificada, para proveer a un tren de compresión, mientras que una segunda turbina es modificada para proveer a un tren de expansión. Precisamente un elemento de turbina de la primera turbina a gas A se interviene de tal manera que se le extraen los álabes para su uso en la planta completa como sistema de compresión, para que luego similarmente, a un compresor perteneciente a la segunda turbina de gas B le sean removidos los álabes para ser usado en la etapa de expansión.

Posteriormente, un generador eléctrico previamente asociado a la segunda turbina de gas es reemplazado por uno de mayor capacidad, debido a que la turbina genera aproximadamente el triple de su capacidad original cuando al compresor se le remuevan los álabes, ya que al considerar el compresor incorporado al mismo eje de la turbina, aproximadamente el 66 % de la potencia generada se requiere para el proceso de compresión.

El aire a alta temperatura resultante escapa a través de la turbina donde realiza el trabajo causando que los álabes de la turbina roten y produzcan potencia. Dichas turbinas son utilizadas para operar como generadores de electricidad, los cuales convierten la energía rotacional, de la turbina en electricidad por medio de un generador.

Cada turbina a gas comprende un elemento de turbina y un compresor conectados a su respectivo eje. El motor asociado a la turbina A puede ser el generador original, el cual era operado energéticamente por la turbina a gas, configurado de manera que ahora opere como motor.

De acuerdo a la patente, las dos turbinas a gas representadas en el esquema son individualmente modificadas como sigue:

La primera turbina a gas A es modificada para usarse como un compresor operado por motor, así formando la porción del tren de compresión para esta configuración, mientras que la segunda turbina a gas B es modificada para usarse como turboexpansor, así formando el tren de expansión de dicho sistema. De esta manera, al elemento de turbina de la turbina A se le remueven los álabes, dado que dicho elemento de turbina no será utilizado para la generación de energía eléctrica. Consecuentemente, no se proveerá combustible al combustor asociado a esta turbina durante la etapa de compresión. A modo de compensar la pérdida de balance de empuje axial, debido a la remoción de álabes, es instalado en el eje un rodamiento adicional para compensar dicha pérdida.

El eje asociado al tren A tendrá como función, transmitir energía rotacional, desde una máquina eléctrica sincrónica, al elemento turbina, compresor, y rodamiento de empuje.

Una brida (no mostrada en el esquema) es proveída en el compresor de una turbina de gas convencional, para dirigir el aire comprimido directamente al combustor. De todos modos en la presente invención, dicha entrada de aire comprimido al combustor es removida y el aire comprimido es dirigido a un proceso de interenfriamiento.

Posteriormente un compresor de alta presión más adelante, comprime el aire del compresor asociado a la turbina A, el cual funciona como un compresor de baja presión. Las presiones de aire comprimido necesarias para un almacenamiento apropiado

y una operación óptima del sistema, son altamente dependientes del tipo de almacenamiento de aire. Ilustrativamente un rango de presión de aproximadamente 28 [bar] a 103 [bar] se considera adecuado para un domo de sal o acuífero localizado a una profundidad de aproximadamente 457 [m]. El compresor de alta presión es alimentado a través del embrague incorporado entre dicho compresor y un motor auxiliar.

A pesar de que el almacenamiento de aire comprimido a mayores temperaturas puede incrementar la eficiencia térmica, altas temperaturas pueden introducir efectos indeseados en el sistema de almacenamiento, como problemas geológicos estructurales asociados a un dispositivo bajo tierra. Por lo tanto, al igual que en la compresión del aire en la turbina A, una vez comprimido el aire es dirigido a un proceso de enfriamiento antes de entrar al dispositivo de almacenamiento de aire. Como en el presente estudio se considera utilizar los gasoductos como almacenador de aire comprimido el enfriamiento pre almacenamiento no es necesario, dado que el almacenador está en contacto con el ambiente, por lo tanto el aire llegará a una temperatura proxima o igual a la ambiental.

La segunda turbina a gas B al igual que la turbina A comprende un elemento de turbina y un compresor conectados a su respectivo eje. Similarmente a la intervención en la turbina A se realiza la remoción de los álabes, esta vez al compresor, instalando un rodamiento de empuje para compensar la pérdida de empuje axial.

El eje asociado a la turbina B tendrá como función, transmitir energía rotacional, desde la turbina a una máquina eléctrica sincrónica, compresor y rodamiento de empuje. Adicionalmente a las modificaciones en la turbina a gas B, la salida de aire comprimido en el compresor, el cual hasta este momento funcionaba como entrada al combustor es eliminado como un dispositivo funcional. Luego, una válvula y piping asociado son colocados entre el combustor y el dispositivo de almacenamiento de aire, debido a que en esta etapa no se comprimirá. Dicha válvula y el dispositivo de almacenamiento cumplen la función de fuente de aire comprimido para el combustor en lugar del compresor.

El aire comprimido que pasa por la turbina es pre tratado en un recuperador antes de que el aire ingrese al combustor. Los gases de escape de la turbina son recirculados al recuperador y a su fuente de calor. La turbina de gas convencional es normalmente

pareada con un generador de potencia eléctrica de capacidad predeterminada. Luego, como se mencionó anteriormente el generador eléctrico de la turbina a gas convencional es reemplazado por un generador eléctrico de aproximadamente el doble de capacidad, debido a que la turbina tiene aproximadamente el doble de su salida original en masa, luego de la remoción de los álabes del compresor. Como resultado el sistema CAES con solo un generador tiene como salida aproximadamente la misma potencia que los esfuerzos combinados de las dos turbinas a gas convencionales, cada una teniendo su propio generador para el cual fue construido el sistema [38].

Consideraciones alternativa 3

A continuación se presentan las consideraciones que se deben realizar para implementar la presente alternativa y configuración para CAES:

a) Rodamiento de compensación de empuje axial:

Debido a la pérdida de empuje axial producido por la extracción de los álabes a la turbina y al compresor respectivamente, se debe considerar la incorporación de rodamientos, los cuales suplan dicha pérdida. La pérdida de empuje axial puede ser calculada a partir de la relación entre la presión de entrada y salida de los equipos, es decir, para el compresor y la turbina se tiene respectivamente:

$$F_{empuje_{comp}} = \frac{\Delta P_{comp}}{A_{rodete}} = \frac{P_{comp_{out}} - P_{comp_{in}}}{A_{rodete}}$$

$$F_{empuje_{turb}} = \frac{\Delta P_{turb}}{A_{rodete}} = \frac{P_{turb_{in}} - P_{turb_{out}}}{A_{rodete}}$$

b) Apertura del compresor:

De forma análoga, y como opción alternativa para la presente configuración, es decir la extracción de álabes, se propone la apertura del compresor y turbina, de manera que sólo se produzcan pérdidas por roce mecánico. En consecuencia se evita la pérdida por arrastre del compresor y la turbina con aire, disminuyendo

la potencia que requiere la turbina para mover el compresor en funcionamiento desde un 66 % a un 1 – 4 % sin álabes aproximadamente.

c) **Costos asociados al reacondicionamiento:**

Los costos asociados a dicho reacondicionamiento consideran uno o varios compresores extra los cuales puedan comprimir el aire a una presión de 50 – 80 [bar], para proveer el aire comprimido que supla la baja razón de compresión en el compresor acoplado al eje. Dicho compresor debe ser de baja potencia, para comprimir el aire en los períodos de baja demanda energética, pero usando un intervalo de tiempo amplio. Para el uso de dicho compresor de alta presión se debe considerar el costo asociado al motor acoplado, dado que las dos unidades existentes la cual poseen motor-generador, están siendo utilizadas, en la turbina A como motor conectado al compresor de baja presión y en la turbina B como generador conectado a la turbina en el proceso de expansión y generación. Se recomienda que el compresor que operará a alta presión sea de desplazamiento positivo, dado que este tipo de compresor trabaja a pequeños flujos considerando el amplio intervalo que se tiene para comprimir, son altamente eficientes y están diseñados para trabajar a grandes relaciones de presión.

Por otra parte como se ha mencionado anteriormente, al realizarse la remoción de álabes se producen pérdidas en el empuje del flujo axial, por lo que es necesario considerar dos rodamientos los cuales suplan la pérdida mencionada.

Finalmente, el generador asociado a la turbina B, es decir el tren de expansión del sistema de potencia, debe ser intercambiado por uno de aproximadamente el triple de capacidad debido a la intervención y posterior remoción de álabes en el compresor.

Ventajas:

La presente configuración, al igual que la alternativa 2 que considera la incorporación de embragues de desacople, establece el funcionamiento modular de los trenes de compresión y expansión. Esto permite comprimir y almacenar energía cuando la demanda y el costo marginal son bajos, y posteriormente generar energía eléctrica cuando la demanda energética sea alta y el costo marginal atractivo. Además, sugiriendo que la

energía que proveerá a los motores asociados al proceso de compresión está dado por fuentes renovables, es posible disminuir los gases contaminantes y el calor de entrada requerido por kW de potencia generada.

El análisis realizado a la alternativa 3 permite considerarla como una configuración atractiva y factible técnicamente, considerando pequeños cambios en su reacondicionamiento y haciendo uso de las unidades existentes A y B.

Desventajas:

Siendo factible dicha alternativa, la desventaja corresponde al costo atribuible al generador de mayor carga, el compresor de alta presión y los rodamientos de compensación de empuje axial. Además, a diferencia de la alternativa 2 la cual considera embrague de desacople, se deben considerar las pérdidas dadas por roce mecánico en los descansos.

3.6. Alternativa 4: Sobrecarga en turbina y utilización de compresor auxiliar

La presente configuración permite no intervenir las unidades existentes y consiste en utilizar una turbina a gas correspondiente al sistema de potencia PG9171E con la máxima sobrecarga posible, la cual corresponde al 115 % de su carga nominal según el fabricante Alstom. Esto permite que el sistema opere de forma alternada como turbina a gas de ciclo simple y en configuración CAES cuando exista disponibilidad energética.

Para la configuración CAES es necesario anexar un tren de compresión de alta presión utilizando como alimentación energética para el proceso el exceso energético o energía producida en los períodos de baja demanda a través de fuentes de energías renovables no convencionales.

Como la cantidad másica de aire comprimido que es requerido por la turbina a gas para funcionar en sobrecarga es mayor, es decir, corresponde a 461,96 [kg/s], cuando opere como sistema de turbina a gas un flujo de 60,255 [kg/s] será comprimido y expandido por el sistema PG9171E. Por otro lado, cuando el sistema opere en configuración CAES este exceso será comprimido por un tren de compresión auxiliar en el gasoducto de almacenamiento.

El exceso de aire comprimido que provee el sistema de compresión de alta presión para suplir la sobrecarga de la turbina se extrae posteriormente desde el gasoducto, el cual requiere que dicho aire sea comprimido en períodos de baja demanda energética para aprovechar el bajo costo marginal asociado al gasto energético por compresión. Dicho compresor auxiliar debe comprimir a una presión entre 50 – 80 [bar], presión requerida para el almacenamiento de aire en el gasoducto.

A continuación, en las figuras 3.16 y 3.17 se presenta el esquema del sistema para configuración como turbina a gas y CAES, respectivamente :

Consideraciones alternativa 4

A continuación se presentan las consideraciones que se deben realizar para implementar la presente alternativa y configuración para CAES:

a) Sobrecarga en turbina a gas:

Al realizar la sobrecarga en un sistema de turbina a gas se debe considerar que la relación entre la velocidad del flujo de aire y la velocidad del sonido, es decir el número de Mach (Ma) no sobrepase el valor 1, por lo tanto la máxima velocidad que puede tener el flujo debe ser igual o menor a la velocidad del sonido. De sobrepasar la velocidad del sonido, la turbina sufrirá problemas en su operación disminuyendo su potencia, debido a un estancamiento del flujo. Sin embargo, este fenómeno llamado choke no tiene efectos destructivos en el equipo y se define como el máximo flujo que puede procesar un determinado impulsor.

El nombre de barrera de sonido atribuible a este fenómeno está dado por el hecho que la curva de la turbina cae súbitamente, similar a lo que podría pasar en un choque físico, y se produce por la alta velocidad del gas dentro de los pasajes de los álabes. A medida que la energía requerida por el proceso se reduce, el flujo a través del impulsor aumenta.

El límite de flujos altos en un compresor está determinado por el número de Mach:

$$Ma = \frac{c}{a}$$

Donde $c = u + v$ corresponde a la velocidad absoluta del flujo, y está dada por la velocidad relativa v , es decir el movimiento del fluido con respecto al rodete y u la velocidad tangencial, la cual está dado por el movimiento del rodete. Para este caso, al ser la velocidad del rodete tan alta en comparación a la velocidad del fluido $u \gg v$ esta última se desprecia, por lo tanto el número de Mach estará dado por:

$$Ma = \frac{u}{a}$$

Donde $u = \pi D n$ y $a = \sqrt{kRT}$ corresponde a la velocidad del sonido del gas, $k = \frac{c_p}{c_v}$ corresponde al exponente isentrópico, $R_{aire} = \frac{R_{univ}}{M_{aire}}$ la constante del gas, la cual considera el peso molecular del gas y la constante universal de los gases R_{univ} y $T [K]$ la temperatura del gas. Además $D [m]$ corresponde al diámetro del rodete y $n [rpm]$ corresponde a la velocidad de giro del rotor.

La sobrecarga permitida para la turbina PG9171E de manera que no se produzcan inconvenientes debido al flujo expandido, corresponde a 115 %. Es necesario mencionar que para el sistema de turbina a gas, la sobrecarga en los equipos permite aumentar la eficiencia del ciclo en 12,6 % y disminuir el heat rate en un 28,2 %.

b) **Minimización de carga en compresor:**

Una eventual minimización de carga en el compresor acoplado al eje de la turbina PG9171E no es factible dado que, a pesar de que el flujo que pasa por el compresor es menor, el arrastre producido por dicho equipo sobre la turbina no depende de la carga, es decir produce que los 2/3 de la potencia que puede generar el sistema turbina-generador estén destinados al giro y arrastre del compresor. De esta manera se define que el compresor acoplado al eje debe funcionar al 115 % de su carga al igual que el equipo turbina, es decir, a un flujo másico de aire de 461,96 [kg/s].

c) **Costos asociados al reacondicionamiento:**

Para la presente alternativa se debe considerar uno o varios compresores extra como tren de compresión auxiliar, para comprimir el aire que será utilizado para suplir el aumento en el flujo másico que pasa por la turbina en configuración CAES. El o los compresores auxiliares operarán en períodos de baja demanda almacenando el aire para que sea utilizado cuando se requiera. Se recomienda que los compresores sean diseñados para operar a bajo caudal, para que de esta manera el aire se comprima en el amplio intervalo de tiempo de baja demanda energética, donde el costo marginal es atractivo.

Ventajas:

La posible sobrecarga en la turbina produce un aumento en la potencia que puede generar este equipo, dado que la potencia es función del flujo másico y la entalpía de entrada. Además permite aumentar la eficiencia y disminuir el heat rate, dado que la cantidad de combustible utilizado se mantiene constante.

Esta configuración es la menos compleja y costosa de las cuatro analizadas, dado que no requiere la intervención de los equipos y considerando que el costo de inversión incluye sólo el tren de compresión auxiliar con un motor asociado, piping y sistemas de control.

Desventajas:

El no desacople de los trenes de compresión y expansión genera que $2/3$ de la potencia que puede generar la turbina sean utilizados para el proceso de compresión. Si bien es cierto, la presente alternativa es factible en términos técnicos, es decir se puede desarrollar, no produce ventajas comparativas significativas frente al sistema de generación de potencia a gas.

Como se ha mencionado la potencia de la turbina aumenta, también lo hace el consumo energético por el tren de compresión auxiliar.

Capítulo 4

Comparación entre alternativas

En la presente sección se realiza una comparación entre las alternativas respecto al reacondicionamiento de sistema de potencia a gas PG9171E evaluadas en la sección factibilidad, de modo que se sintetiza toda la información recopilada para determinar aspectos técnicos. Además se estiman numéricamente las distintas variables implicadas en los sistemas, desarrollando la respectiva adecuación al modelamiento realizado en el estudio de prefactibilidad de tecnología CAES [1], estableciendo una aproximación a las condiciones operacionales. Dicho modelamiento ha sido realizado haciendo uso del software Engineering Equation Solver (EES), las relaciones físicas y termodinámicas requeridas.

En la tabla 4.1 se presenta una comparación entre las 3 alternativas propuestas para CAES a través de reacondicionamiento y además el sistema de potencia a gas. En dicha tabla se comparan condiciones operacionales de las configuraciones analizadas en el capítulo de factibilidad.

Tabla 4.1: Comparación entre alternativas propuestas para configuración CAES.

Parámetro	Sistema a gas	CAES Alt. 2	CAES Alt. 3	CAES Alt. 4
Trabajo en compresión [MW]	195,3	277,4 – 238,3	277,4 – 238,3	162,9
Trabajo en turbina [MW]	295,3	384 – 7 – 384,7	369,3 – 369,3	384,7
Trabajo Neto [MW]	100,0	107,3 – 146,5	91,9 – 131,1	222,1
Heat rate [$\frac{kJ}{kWh}$]	11.144	3.656 – 4.013	3.809 – 4.180	4.091
Eficiencia del ciclo %	32,3	39,4 – 46,1	35,5 – 42,6	50,7

4.1. Determinación de factibilidad técnica en base a adecuación de modelo

Para el modelamiento de las alternativas se ha considerado la presión mínima de almacenamiento como 50 [bar] y la presión máxima como 80 [bar]. Si cada alternativa evaluada a la mínima presión a través de la adecuación al modelo no es factible, entonces no podrá ser factible a una presión mayor, dado que el gasto energético requerido para comprimir a más presión es mayor. Por lo tanto, como se ha considerado que la presión de operación en el proceso de expansión 45 [bar] es independiente de la presión de almacenamiento, entonces a la presión mínima de almacenamiento se puede estimar la máxima eficiencia del ciclo.

Es necesario mencionar que para el presente modelamiento no se consideran las pérdidas de presión producidas en los filtros de aire del sistema, en el escape y en la cámara de combustión. Además se estima un coeficiente de calor específico constante.

El desarrollo e implementación de todas las alternativas es factible técnicamente pese a las barreras y complicaciones que posee cada configuración, las cuales ya han sido mencionadas en el capítulo de factibilidad. Se corrobora esto a partir del modelamiento, en el cual se puede apreciar que todas las configuraciones presentan eficiencias dentro del margen aceptable $0 < \eta_{ciclo} < \eta_{carnot}$.

Debido a que el proceso de compresión de las diversas alternativas evaluadas se realizará en los períodos de baja demanda, es decir período en el cual el costo marginal es atractivo e incluso puede tender a cero, la alta presión de almacenamiento no se presenta como una limitante para la evaluación técnica de las configuraciones.

Finalmente, se puede concluir que la alternativa 4 se presenta como la más atractiva debido a que posee una mayor eficiencia y un menor heat rate, permitiendo una mayor generación de potencia a partir de la misma inyección de calor entregado por el combustible y disminuyendo la magnitud de las emisiones por unidad de potencia generada.

A pesar que la eficiencia de los ciclos es mayor al ciclo de turbina a gas, es posible considerando las alternativas analizadas y tomando como referencia sus consi-

deraciones, proponer un sistema el cual sea más eficiente y óptimo para la aplicación tecnológica CAES.

Capítulo 5

Conclusiones

Una vez recopilada la información y realizado el presente estudio se establecen conclusiones respecto a la implementación de tecnología de almacenamiento energético mediante aire comprimido en Chile. Para esto se consideran todos los factores influyentes en dicha implementación, posibles configuraciones con o sin reacondicionamiento, tecnologías existentes actualmente en operación, consideraciones y sugerencias para posteriores investigaciones respecto a la presente alternativa de almacenamiento y generación de energía eléctrica.

5.1. Respecto a factibilidad e implementación de tecnología CAES

La tecnología de generación de potencia a través de la compresión de aire CAES se presenta como una gran solución a la problemática asociada a la dificultad que presenta actualmente el almacenamiento energético. Además entrega cierta confiabilidad debido a que al ser una tecnología con años de experiencia en su operación, permite afirmar que cumpliéndose las condiciones de diseño de la planta, es decir en su sistema de compresión, enfriamiento, almacenamiento, recuperación, expansión y generación, no deberían existir problemas respecto a la factibilidad de su implementación y posterior operación.

Frente a la sustentabilidad energética y un uso responsable de los recursos naturales, CAES se presenta como una alternativa atractiva tanto para el fomento del uso de

energías provenientes de fuentes renovables, como precedente en la innovación e investigación de nuevas tecnologías las cuales contribuyan al desarrollo sustentable tanto a nivel país como a nivel mundial. Una ventaja que posee la presente tecnología respecto a lo mencionado es la disminución en 2/3 del combustible que utiliza un sistema de potencia a gas para generar la misma cantidad de potencia, lo que en consecuencia disminuye las emisiones por gases contaminantes significativamente.

La tecnología CAES considera módulos de compresión y expansión independientes, lo cual implica mayor flexibilidad en el sistema. Esto permite aumentar la potencia generada por la planta para el requerimiento que se estime conveniente instalando los módulos que sean necesarios, dependiendo claramente de la capacidad del reservorio y la disponibilidad energética existente en base a fuentes renovables. Además, es necesario mencionar que al no estar acoplados compresor y turbina al mismo eje, es decir, permitiendo el funcionamiento independiente de cada uno de los equipos, es posible generar el mayor aprovechamiento en términos económicos, comprimiendo y almacenando en períodos de baja demanda, para expandir y generar en períodos de alta a un costo marginal atractivo. Esta ventaja se presenta en las dos plantas CAES existentes actualmente en operación comercial.

Otra ventaja considerable es que la tecnología analizada es muy flexible dadas las distintas configuraciones y arreglos que se pueden implementar tanto desde el diseño como reacondicionamiento, por lo que es posible introducir diversas mejoras al sistema CAES. Por ejemplo, se puede variar el combustible utilizado, se puede intercambiar calor a través de un combustor o un intercambiador de calor, se pueden considerar distintas maneras de enfriar el aire comprimido y además se pueden diseñar o utilizar distintos sistemas de recuperación de calor. Por esto se sugiere realizar un análisis en detalle de las diversas configuraciones que se pueden aplicar a CAES a través de un modelamiento, para así optimizar y eficientar dicho sistema de almacenamiento y generación de potencia.

De preferencia se propone que la compresión del aire sea través de fuentes renovables de energía, tal como la fotovoltaica y eólica para de esta manera evitar residuos contaminantes en el proceso de compresión. De no ser así, es recomendable dada la información recopilada y basándose en el funcionamiento de las plantas actualmente operativas, que el proceso de compresión sea realizado por el exceso energético produ-

cido por las centrales de generación de energía base convencionales. De esta manera es posible aprovechar la energía que no se está ocupando y no puede ser almacenada, es decir expresada en forma de exceso energético en una oportunidad de almacenamiento, para posteriormente en los peaks de demanda ser utilizada en el proceso de compresión CAES y finalmente generar energía eléctrica.

Si bien es cierto el presente estudio está enfocado en la tecnología D-CAES, se sugiere revisar las configuraciones A-CAES e I-CAES dado que presentan ciertas ventajas comparativas significativas respecto al sistema analizado.

5.2. Respecto al uso de gasoductos como reservorio

Dadas las condiciones de operación requeridas por el reservorio asociado a este tipo de generación, la utilización de los gasoductos es factible en términos técnicos considerando las altas presiones para las cuales han sido diseñados. Por otra parte, una alta temperatura en el gasoducto no se presenta como barrera, dado que al estar en contacto con el ambiente, por equilibrio térmico el aire en el almacenador alcanza la T_{amb} y de esta manera un proceso de pre enfriamiento no es necesario.

Una disminución de la temperatura en el ducto permite evitar algún daño a la estructura y componentes de dicho reservorio al igual que en el funcionamiento de las plantas existentes Huntorf y McIntosh, en las cuales los almacenadores específicamente diseñados para CAES como se ha mencionado en la revisión, cavernas de sal, acuíferos, etc, también poseen enfriadores para evitar inconvenientes de este tipo. Al controlar las variables mencionadas, los gasoductos no presentan problema en ser utilizados como alternativa en los sistemas CAES para disminuir costos de inversión y a la vez darle un uso apropiado a los ductos que no se encuentran en operación debido a las razones mencionadas en la sección problemática.

Como se ha mencionado anteriormente el tiempo para el almacenamiento no es una gran limitante, ya que se pretende comprimir en el período de baja demanda, el cual corresponde a un intervalo bastante amplio de tiempo. Posteriormente se genera potencia en el período de alta demanda [26].

Considerando el presente caso de estudio, es decir las dimensiones y condiciones del ducto en una extensión de 100 [km], se establece que se puede abastecer con energía a los peaks de demanda por un período de entre 50 – 79,4 [min]. Sin embargo, si bien es cierto es posible almacenar una gran cantidad de aire comprimido, en términos de almacenamiento energético y para los objetivos de esta tecnología se presenta como una magnitud pequeña. Además considerando que las centrales CAES poseen una capacidad de almacenamiento mucho mayor pudiendo cubrir la demanda energética por incluso más de un día completo de operación, se concluye que la capacidad de almacenamiento es una de las mayores limitantes en la aplicación. Por lo tanto se sugiere considerar una mayor capacidad de almacenamiento considerando una extensión más amplia del gasoducto, de esta manera se podría cubrir todo el período de peak de de-

manda por medio de la tecnología CAES, o incluso considerando la capacidad instalada podría servir como una alternativa en caso de un apagón energético como black start.

Para asegurar el funcionamiento constante de la planta CAES, se sugiere considerar otro gasoducto como reservorio, para así disponer de una mayor cantidad de aire comprimido frente a un eventual alza en la demanda energética. Esto permitiría que la planta CAES posea un mayor tiempo de funcionamiento, dado que la potencia y tiempo de operación depende directamente del tamaño y la capacidad del reservorio. Además es posible considerando dos o más gasoductos establecer una configuración redundante asegurando el funcionamiento de un gasoducto frente a alguna eventualidad en el reservorio o gasoducto principal.

5.3. Respecto a implementación de alternativas

A partir de cada una de las alternativas de implementación de tecnología CAES estudiadas, se establecen conclusiones a partir de la factibilidad técnica de cada configuración, considerando beneficios, desventajas y factores críticos a considerar. Es necesario mencionar que si bien es cierto cada alternativa presenta limitantes y requiere estimar factores relevantes, todas las configuraciones evaluadas se pueden desarrollar respetando las consideraciones por alternativa estipuladas en el capítulo factibilidad.

a) Alternativa 1 : Configuración diseñada específicamente para tecnología CAES.

La alternativa 1 correspondiente a la propuesta Dresser Rand considera el diseño específico para la tecnología CAES. Dicha alternativa otorga una alta confiabilidad para el desarrollo de esta tecnología debido a los 27 años de operación exitosa con la planta de McIntosh Alabama, y permite definir que es completamente factible su desarrollo en términos técnicos y económicos.

Futuras mejoras y avances tecnológicos permitirían eficientar el ciclo, por lo que es recomendable seguir analizando los avances, estudios y sugerencias que realizará la compañía respecto a esta alternativa.

A pesar de ser un sistema diseñado específicamente para la aplicación CAES, es posible generar mejoras, como por ejemplo el intercambio del tren de compresión ofertado por la compañía por un módulo compuesto por compresores de desplazamiento positivo múltietapas configurados en serie, adaptado a una fuente de alimentación energética renovable, permitiría eficientar el sistema asociado a la configuración y reducir el impacto ambiental de esta. Esto considerando que el intervalo de tiempo requerido para almacenar el aire comprimido no se presenta como una limitante.

En la presente memoria se presentan los gasoductos como reservorio del aire comprimido, lo que disminuye significativamente los costos por inversión, dado que el reservorio de sal que ofrece Dresser Rand no sería necesario. Al presentar dicha propuesta la compañía declara que cumpliéndose las condiciones de almacenamiento de aire pre expansión no habría problema en realizar la conexión entre la toma de aire del gasoducto y la planta de potencia, costo el cual sería mínimo y despreciable tomando en cuenta la inversión total.

b) Alternativa 2 : Incorporación de embrague de desacople.

La incorporación de un sistema de embrague es altamente recomendable para la tecnología CAES, debido a que permite separar el tren de compresión y expansión por módulos, evitando las pérdidas por arrastre de un equipo a otro. De esta manera el proceso de compresión puede realizarse a través de fuentes renovables, disminuyendo los contaminantes por generación mediante la presente configuración. En los sistemas de potencia de turbina a gas de ciclo abierto existentes, el compresor y turbina están acoplados al mismo eje, por lo tanto sin considerar este acople la turbina puede generar los 3/3 de su potencia nominal, disminuyendo el calor necesario entregado por el combustible para generar la misma potencia.

Ambas planta de tecnología CAES operativa en el mundo utilizan esta tecnología de embragues y son proveídas por SSS Clutches, lo que genera una alta confiabilidad dados los años de experiencia y la actual operación de esta alternativa.

Para la implementación de los embragues en el diseño de una planta CAES no debería existir ninguna problemática o contraindicación, dado que desde un previo diseño no posee gran complejidad, sin embargo para la evaluación de reacondicionamiento de sistema de potencia es un tanto complejo, siendo la gran limitante el espacio físico necesario para incorporar el embrague dadas las grandes dimensiones de este. De poder incorporarse el embrague, es decir si existe el espacio físico necesario para esto, se debe corroborar que al realizar la incorporación del embrague no se afecte el suelo ni el medio ambiente donde se encuentra ubicada la planta, por lo que se deben realizar estudios medioambientales y de mecánica de suelos, los cuales han sido mencionados en el capítulo de factibilidad.

Es necesario además estudiar qué efectos tendrán las vibraciones producidas por la contención del giro del equipo, dado que los esfuerzos y las vibraciones se pueden modelar como cargas cíclicas sobre la tierra produciendo efectos indeseables tanto en el sistema de potencia como en el suelo, llegando a ser estos efectos hasta catastróficos, como por ejemplo al presentarse eventualmente un fenómeno natural como un sismo. Además, se debe asegurar un buen balance axial y alineamiento de los equipos posteriormente a la instalación del embrague, para de esta manera evitar contraindicaciones en el funcionamiento del sistema.

c) Alternativa 3 : Extracción de álabes a compresor y turbina.

La extracción de álabes a los equipos puede ser una gran solución al reacondicionamiento del sistema de potencia a gas existente. Para esto es necesario estimar

cuáles serían los costos de implementar dicha alternativa, dado que debido a la pérdida de empuje producida por extracción de álabes se debe considerar la implementación de rodamientos de empujes que suplan dicha pérdida. Al extraer los álabes al compresor respectivamente se disminuirá la potencia requerida por la turbina para mover dicho equipo, considerando sólo el roce mecánico en los descansos y con el aire, siendo esta potencia perdida de una magnitud de entre 1 – 4 %.

Para almacenar el aire en los gasoductos con una mínima presión de 50 [bar] el compresor auxiliar debe poseer una alta relación de presiones. Dado que la presión de salida del compresor de baja presión PG9171E corresponde a 12 [bar], el compresor debe ser diseñado para trabajar a alta presión y debe comprimir en largos períodos de tiempo la cantidad de aire necesario a la presión limitante de los gasoductos de almacenamiento. El tipo de compresor que cumple los requerimientos corresponde al compresor de émbolo el cual puede ser de distintos tipos, es decir de efecto simple o doble y de una o varias etapas.

La alternativa de intervención a los equipos a través de la extracción de álabes permite seccionar por módulos el tren de compresión y expansión al igual que la alternativa 2 que considera la incorporación de embrague. En comparación con esta alternativa el costo de inversión para el reacondicionamiento es significativamente menor, siendo factible técnicamente ambas alternativas.

d) Alternativa 4 : Compresor auxiliar.

Para la presente alternativa la sobrecarga de la turbina es factible hasta un 15 % de su carga máxima dado el diseño del equipo, permitiendo aumentar la potencia generada en el tren de expansión. Esta sobrecarga puede variar dependiendo del sistema utilizado, y para estimar esto se debe recurrir a la curva de carga la cual está dada por diseño y se entrega en el manual de los equipos. Para asegurar una buena operación de los equipos y el sistema, se debe establecer el flujo másico a través de la turbina de tal modo que se eviten fenómenos tales como el choke, el cual se puede dar por una alta velocidad del flujo operante y consiste en el máximo flujo que puede procesar el impulsor.

Esta configuración comprende el proceso de compresión a través de 2 compresores independientes, uno el cual forma parte de la turbina a gas PG9171E y otro auxiliar el cual almacena aire en el gasoducto cuando existe disponibilidad

energética, es decir, en los períodos de baja demanda cuando el costo marginal se aproxima a cero a través de una fuente de energía renovable para operar la configuración CAES.

Para eficientar la presente configuración se recomienda la apertura o extracción de álabes al compresor acoplado al eje, o instalación de un embrague SSS para considerar solamente el proceso de compresión mediante el compresor auxiliar, para de esta manera ofrecer una configuración en la cual los trenes de compresión y expansión estén seccionados al igual que en las 3 primeras configuraciones.

Finalmente se concluye que la presente alternativa es la más atractiva de las analizadas, dado que al permitir una sobrecarga en la turbina aumenta la potencia generada y la eficiencia del ciclo, permite la operación alternante en configuración TG y CAES dependiendo el requerimiento y cuando existe disponibilidad energética a través de fuentes renovables. Además, permite la no intervención de equipos y por ende el costo de inversión es menor a las otras alternativas.

5.4. Alternativa 5: Propuesta de configuración CAES a través de reacondicionamiento

Luego de realizar el presente estudio de factibilidad se establece la configuración idónea para optimizar y eficientar la tecnología CAES como reacondicionamiento de la turbina a gas PG9171E. Para esto se ha tomado como referencia cada una de las alternativas analizadas en el capítulo de factibilidad considerando sus aspectos técnicos.

A continuación se presenta una descripción del funcionamiento, junto con el esquema de la configuración y las consideraciones asociadas a la alternativa.

Descripción y principio de funcionamiento

La idea de la presente alternativa nace luego de establecer las consideraciones para cada una de las alternativas analizadas en el capítulo de factibilidad. El objetivo es optimizar el sistema CAES con los recursos disponibles para su eventual implementación.

Esta configuración considera la remoción de álabes a los compresores asociados a dos unidades existentes PG9171E con el fin de utilizar solo la unidad turbina, dado que el proceso de compresión será efectuado por dos compresores STC-GV configurados en paralelo, los cuales deben almacenar el aire comprimido en los gasoductos idealmente cuando existe disponibilidad energética para el proceso, es decir cuando el costo marginal tiende a 0.

Además se debe considerar una sobrecarga establecida por el diseño del equipo en ambas turbinas para aumentar la potencia generada y en consecuencia la eficiencia del sistema.

En la figura 5.1 se presenta la configuración sugerida para implementar la tecnología CAES.

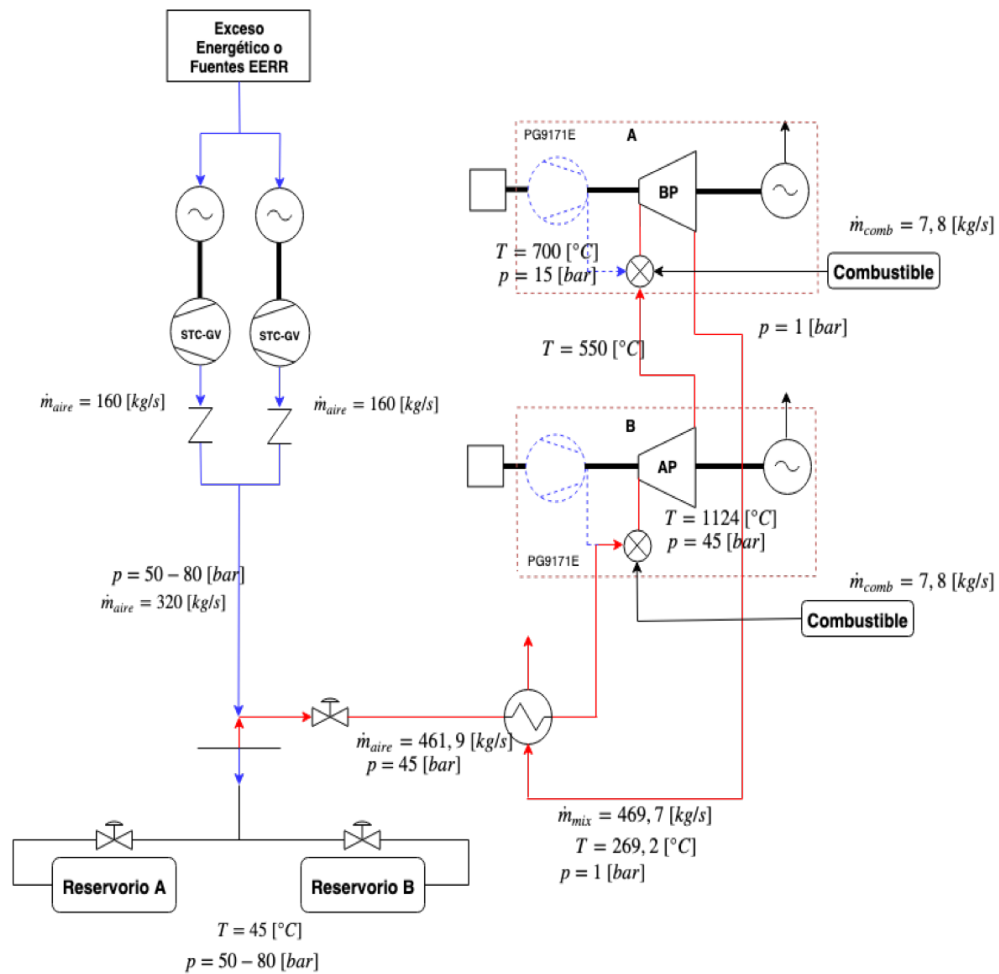


Figura 5.1: Configuración propuesta para CAES a través de reacondicionamiento.

Para entender la alternativa 5 se analizarán los procesos por ítem, considerando compresión, almacenamiento, enfriamiento, expansión y recuperación de calor:

a) **Tren de compresión:**

Para el tren de compresión, se ha considerado el no funcionamiento del compresor perteneciente a la turbina PG9171E mientras la turbina se encuentra en operación, debido a que la potencia requerida por el funcionamiento del compresor considera un alto porcentaje de la potencia nominal, siendo aproximadamente un 60 %, por lo tanto el proceso de compresión será reemplazado por un tipo de compresor más eficiente para esta aplicación, es decir un tren de compresión que

requiera poca potencia y permita comprimir en un amplio intervalo de tiempo, el cual en este caso corresponde al período de baja demanda.

El no funcionamiento de los compresores PG9171E está dado por una apertura del mismo o directamente la extracción de los álabes de dicho equipo. Además podría considerarse la instalación de un embrague de desacople tal como propone la alternativa número 2, evitando la pérdida por roce mecánico, lo cual asciende aproximadamente a 30 [MW], sin embargo esto implica un significativo aumento en el costo de inversión, dado que se debe considerar una unidad para cada sistema de turbina a gas.

Dada la alta relación de presión a la que se debe comprimir 50 – 80 y la pequeña magnitud del flujo, se ha seleccionado para el tren de compresión dos turbo-compresores STC-GV de 8 etapas, correspondientes a la marca SIEMENS [40], los cuales a su máxima capacidad volumétrica de 480.000 [$\frac{m^3}{h}$] poseen un gasto energético de 60[MW]. Este tipo de compresor opera en un rango de presión de 1 – 100 [bar]

A continuación en las figuras 5.2 y 5.3 se presenta un modelo y una imagen del turbocompresor STC-GV, respectivamente.

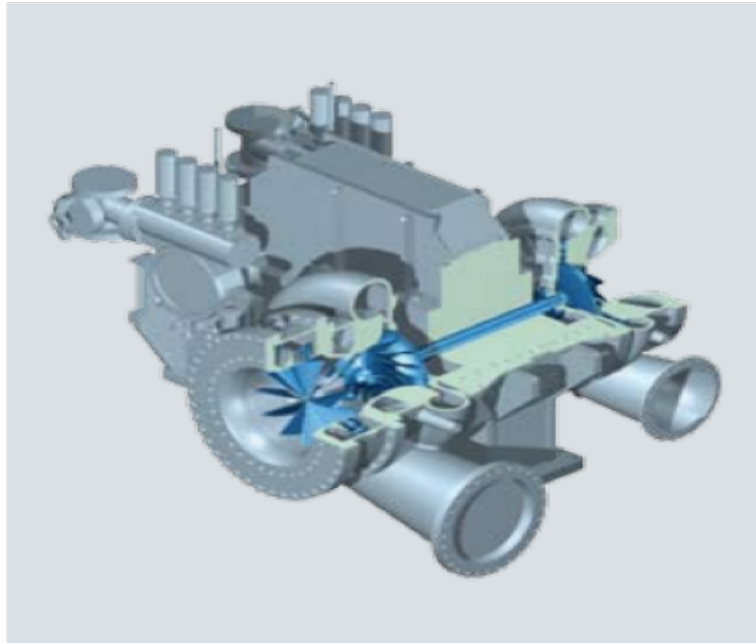


Figura 5.2: Modelo STC-GV Siemens [40].



Figura 5.3: Imagen del turbocompresor STC-GV.

b) **Tren de expansión:**

El tren de expansión considera dos unidades existentes PG9171E, donde una operará a alta y otra a baja presión, cada una asociada a un combustor el cual aumenta la temperatura a través de la combustión del gas natural utilizado como combustible.

A partir de la configuración modular de los trenes de compresión y expansión, es posible aumentar la capacidad instalada de esta planta de potencia, instalando módulos de compresión y turbinas de gas intervenidas, siendo la limitante el volumen que se puede almacenar en el gasoducto y las condiciones de temperatura y presión que este pueda soportar.

El aire extraído del gasoducto pasa por la cámara de combustión de alta presión, para luego la mezcla ser expandida a través de la turbina de alta. Posteriormente la mezcla es ingresada al combustor de baja presión y consecuentemente es expandido en la turbina de baja.

Para la presente configuración ambas turbinas deben operar a su máxima sobrecarga, es decir al 115 % de su capacidad, lo cual no provoca efectos indeseados en la operación tales como el fenómeno choke. De esta manera es posible aumentar la potencia generada por el sistema propuesto en aproximadamente 60,5 [MW].

c) **Almacenamiento:**

Para el sistema de almacenamiento se consideran 2 gasoductos configurados en redundancia. De esta manera se evita el no funcionamiento de la planta debido a inconvenientes en el almacenamiento, y se aumenta la disponibilidad de la planta. Posterior a los gasoductos almacenadores es ubicada una válvula reguladora de presión, la cual asegura la entrega del aire al tren de expansión una presión constante de 45 [bar].

El tiempo de operación dado el almacenamiento en los gasoductos varía entre 0,5 – 3,0 [h] y 1,0 – 6,0 [h] considerando uno o dos gasoductos en operación, y los rangos mínimo y máximo están dado por una presión de almacenamiento a 50 y 80 [bar].

d) **Enfriamiento:**

El proceso de enfriamiento postcompresión no es necesario debido a que el reservorio, es decir en este caso el gasoducto, estará en contacto con el ambiente y de esta manera el aire comprimido acumulado liberará calor alcanzando el equilibrio térmico. Sin embargo, para el tren de compresión se considera un proceso de interenfriamiento, disminuyendo de esta manera el trabajo realizado por los compresores y facilitando su operación.

e) **Recuperador de calor:**

La configuración considera el funcionamiento del ciclo Brayton abierto. La mezcla de aire y combustible expandida es recirculada por un intercambiador de contraflujo por donde también circula el aire proveniente del gasoducto almacenador. Así es posible utilizar el calor residual del ciclo para precalentar el aire antes de ingresar a la cámara de combustión.

5.5. Conclusiones y sugerencias para trabajos futuros

Una vez realizado el análisis y revisión de sistema y tecnología CAES, se puede concluir que dicha tecnología es muy amplia y versátil. Por esto es que surgen muchas alternativas y consideraciones para posteriores estudios, los cuales busquen optimizar y eficientar el ciclo de almacenamiento generando mejoras y variaciones en los sistemas de almacenamiento energético CAES.

Para el posterior desarrollo de la tecnología CAES se realizan las siguientes consideraciones:

5.5.1. Modelamiento en detalle de Alternativa 5

Una vez se ha detectado y seleccionado una de las alternativas óptimas para la implementación de la tecnología de almacenamiento y generación a través de aire comprimido CAES, es necesario modelar en detalle dicha configuración para obtener resultados respecto a su factibilidad técnica y económica, considerando la variación en la demanda energética y las fluctuaciones respecto al costo marginal. Además para que el modelo sea más representativo se deben evaluar las pérdidas y consideraciones que no se tomaron en cuenta en el modelamiento preliminar.

5.5.2. Selección de compresor adecuado para reacondicionamiento

Luego de haber realizado el modelamiento termodinámico para la tecnología CAES, se puede concluir que el factor más importante e influyente en la eficiencia del ciclo corresponde al proceso de compresión, dado que en este proceso se produce el mayor gasto energético. Por lo tanto se sugiere analizar y estudiar esta parte del proceso para definir de esta manera el compresor adecuado para dicha tecnología. Se pretende que el compresor sea lo más eficiente posible, con interenfriadores entre etapas, para facilitar y disminuir el gasto energético asociado a dicho proceso. Se sugiere hacer una revisión detallada al libro *Compressors: Selection and Sizing* [41].

5.5.3. Gas alternativo como tecnología CAES

Debido a la baja eficiencia que se presenta en los procesos de compresión CAES se sugiere utilizar otro gas, el cual se pueda condensar para utilizar un sistema de bombeo

5.5.4. Diseño específico de turbina para operar con aire

Como recomendación para la tecnología CAES se sugiere el diseño de una turbina específicamente para CAES la cual pueda trabajar a grandes cargas y así aumentar la energía producida. Esta idea surge al analizar el reacondicionamiento de una turbina a gas, dado que esta está limitada al flujo másico de la mezcla de aire con gas. Al utilizar el aire a través de la turbina se necesita más flujo másico para producir la misma potencia que la mezcla, dado por la baja energía que se puede extraer del aire en comparación a los combustibles y las mezclas. Lo mencionado anteriormente está dado por la baja capacidad calorífica del aire, lo que se replica en una baja capacidad para almacenar energía.

Se considera además un intercambiador de calor, donde se produce el aumento de temperatura del aire sin combustionar, ofreciendo una alternativa más sustentable, dado que el aire entrará a la turbina y saldrá de ella de manera limpia y no como una mezcla de aire con combustible, es decir se considera como un sistema cerrado.

La realización de una turbina específicamente para aire disminuiría efectivamente las contraindicaciones que se producen en el reacondicionamiento por los fenómenos del control de flujo, tales como el surge y el stall como se ha mencionado en el análisis de factibilidad. Y probablemente aumente la eficiencia desde una planta CAES desde su diseño, en comparación a las condiciones de reacondicionamiento existentes.

Bibliografía

- [1] Universidad Técnica Federico Santa María (2017). PROYECTO CAES Compressed Air Energy Storage. Estudio de I+D – Proyecto CAES (1ra. ed.)
- [2] Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). (2012). Introducción a los gasoductos, biogás y glp. Recuperado de: http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,3429541,33_4671637&_dad=portal&_schema=PORTAL
- [3] Dunn, B & Kamath, H & Tarascon, J-M. (2011). Electrical Energy Storage for the Grid: A Battery of Choices. New York, EEUU.
- [4] Chen, et al. (2009). Progress in electrical energy storage system: A critical review. Progress in Natural Science, Volume 19, pp. 291-312. Beijing, China.
- [5] Hasnain, S.M. (1997). Review on sustainable thermal energy storage technologies, Part I: Heat storage materials and techniques. Riyadh, Saudi Arabia.
- [6] Schainker, B. Executive Overview: Energy Storage Options For A Sustainable Energy Future. California, EE.UU.
- [7] Electrical Energy Storage. Types and features of energy storage systems. Geneva, Suiza.
- [8] Buckles, W. & Hassenzahl, W. (2000). Superconducting Magnetic Energy Storage. IEEE Power Engineering review, p. 16-20.
- [9] Budt, M & Wolf, D & Span, R & Yan Jinyue. (2015). Compressed Air Energy Storage: An option for medium to large scale electrical energy storage. Germany.
- [10] Energy Storage Association. (2018). Compressed Air Energy Storage. Recuperado de: www.energystorage.org/compressed-air-energy-storage-caes.

- [11] Castellani, B. & Presciutti, A. & Filipponi, M. & Nicolini, A. & Rossi, F. (2015). Experimental Investigation on the Effect of phase Change Materials on Compressed Air Expansion in CAES Plants. Perugia, Italy.
- [12] Jakiel, C. & Zunft, S. & Nowi, A. (2007). Adiabatic compressed air energy storage plants for efficient peak load power supply from wind energy: the European project AA-CAES. Oberhausen, Germany.
- [13] Salvini, C. (2016). Techno-Economic Analysis of CAES Systems Integrated into GasSteam Combined Plants. Turin, Italy.
- [14] Marano, V. & Rizzo, G. & Tiano, F. A. (2012). Application of dynamic programming to the optimal management of a hybrid power plant with wind turbines, photovoltaic panels and compressed air energy storage. Ohio, EE.UU.
- [15] Environmental Protection Agency. (2018). Electricity Storage in the United States. Recuperado de: www.epa.gov/energy/electricity-storage
- [16] Crotochino, F. & Mohmeyer, K. U. & Scharf, R. (2001). Huntorf CAES: More than 20 years of successful operations. Orlando, Florida, EE.UU.
- [17] Succar, S. & Williams, R. (2008). Compressed Air Energy Storage: Theory, Resources, And Applications For Wind Power. New Jersey, EE.UU.
- [18] Turbomachinery International (2015). Compressed Air Energy Storage. The role of Large-Scale storage in the power generation market will continue to grow as more renewables are added to the grid. Recuperado desde: www.turbomachinerymag.com
- [19] PowerSouth Energy Cooperative (s.f.). Compressed Air Energy Storage. Recuperado desde: www.powersouth.com
- [20] Holden, P. & Moen, D. & DeCorso, M. & Howard, J. (2000). Compressed Air Energy Storage (CAES) Plant Improvements. Munich, Germany.
- [21] Siemens AG (2018). CAES Systems at Siemens. Recuperado desde: www.dresser-rand.com

- [22] ENEL. (2018). Gasoducto GasAtacama. Recuperado de: www.enelgeneracion.cl/es/conocenos/SociedadesEnelGeneracion/Paginas/GasAtacama.aspx
- [23] Business News Americas. (2018). Gasoducto Norandino. Recuperado de: www.bnamericas.com/company-profile/es/gasoducto-norandino-sa-norandino
- [24] Chile Energía. (2018). Gasoducto GasAndes. Recuperado de: chile-energia.cl/gasoducto-gas-andes-s-a/
- [25] Gas Pacífico. (2018). Gasoducto Pacífico. Recuperado de: gaspacifico.com/
- [26] Valdivia, P. & Barraza, R. & Barrueto, A. & Gacitúa, L. & Saldivia, D. (2018). Compressed Air Energy Storage (CAES) System using gas pipeline as storage device in Chile. Santiago, Chile.
- [27] ENEL. (2018). Gasoducto Taltal. Recuperado de: chile-energia.cl/gasoducto-atacama-chile-s-a/
- [28] Electrogas. (2018). Gasoducto Electrogas. Recuperado de: www.electrogas.cl/sistema-de-transporte/
- [29] C. N. de Energía, “Estadísticas: Infraestructura, capacidad instalada de generación,” May-2018. [Online]. Recuperado desde: www.cne.cl/estadisticas/electricidad/
- [30] Sauma, E. E. & Centro de políticas públicas UC (2012). Políticas de fomento a las energías renovables no convencionales (ERNCC) en Chile. Santiago, RM, Chile.
- [31] Decreto Supremo N 280. Reglamento de seguridad para el transporte y distribución de gas de red. Diario Oficial de la República de Chile, Santiago, Chile, 07 de abril de 2010.
- [32] Ujam, A.J. & Ekere, P.O & Chime, T.O. (2011). Performance Evaluation of a Gas Turbine Power Plant by the application of Compressor Off-Line and On-Line Water Washing Techniques. (A Case Study of 450MW Sapele Power Station in Delta State, Nigeria). Enugu, Nigeria.
- [33] GE Power. (2018). 9E.03/9E.04 Gas Turbine (50 Hz). Recuperado de: www.ge.com/power/gas/gas-turbines/9e-03

- [34] Servicio de Evaluación Ambiental. (2018). ¿Qué proyectos o actividades deben someterse obligatoriamente al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental?. Recuperado desde: www.sea.gob.cl/soporte/preguntas-frecuentes-seia
- [35] Dresser–Rand (2015). SMARTCAES[®] Compressed Air Energy Storage Solutions. Recuperado desde: www.dresser-rand.com
- [36] Can Gülen, S. & Addams, S. S. & Haley, R. M. & Carlton, C. (s.f.). Compressed Gas Energy Storage. Recuperado desde: www.power-eng.com
- [37] SSS Clutch (s.f.). SSS Clutch Operating Principle (2da. ed.). Recuperado desde: www.sssclutch.com
- [38] Nakhamkin, M. (1989). Patente N. 4,872,307. N.J., Mountainside: Gibbs & Hill, Inc.⁷⁷
- [39] Ventura, H. & Yáñez, F. & Contreras, S. & Ruz, M. & Jaramillo, M. A. & Darwiche, K. & González, R. & Kort, I. (2008). Proyecto de norma en consulta pública. Geotecnia - Estudio de mecánica de suelos.
- [40] Siemens (2019). Integrally Geared Compressors. Recuperado desde: <https://new.siemens.com/global/en/products/energy/compression/integrally-geared-centrifugal-compressors.html>
- [41] Brown Royce, N. (2015). Compressors: Selection and Sizing.(3ra.ed.). Oxford: Elsevier.