



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE PRODUCCIÓN Y ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO

PABLO ANDRÉS RODRÍGUEZ MACHUCA

Actividad de Graduación para optar al grado de
Magíster en Ingeniería de la Energía

Profesor Supervisor:
JUAN DIXON ROJAS

Santiago de Chile, (enero, 2017)

© 2017, Pablo Rodríguez Machuca



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE PRODUCCIÓN Y ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO

PABLO ANDRÉS RODRÍGUEZ MACHUCA

Actividad de Graduación para optar al grado de
Magíster en Ingeniería de la Energía

Profesor Supervisor:
JUAN DIXON ROJAS

Santiago de Chile, (enero, 2017)

© 2017, Pablo Rodríguez Machuca



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE PRODUCCIÓN Y ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO

PABLO ANDRÉS RODRÍGUEZ MACHUCA

Actividad de Graduación presentada a la Comisión integrada por los profesores:

JUAN DIXON ROJAS

HEINRICH OBERMÖLLER CANALES

VICTOR VARELA PEÑA

JULIO VERGARA AIMONE

Para completar las exigencias del grado de
Magíster en Ingeniería de la Energía

Santiago de Chile, (enero, 2017)

DEDICATORIA

Para mis amores Annia, Tomás y Alejandra;
y a mis grandes amigos Raúl y José.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco el apoyo incondicional brindado por mi esposa y compañera de vida, quien me ha motivado a seguir adquiriendo conocimientos y desafíos académicos.

También quisiera dedicarle este trabajo a mi hijo Tomás, quien ha sido el motor principal de mi vida y la personita que me ha exigido a ser cada día mejor persona

Asimismo, a mi pequeña Annia que representa el futuro y todas las cosas nuevas que vienen por delante.

También, quisiera agradecer en forma particular, el gran apoyo brindado por mi profesor guía Sr. Juan Dixon orientándome desde su valiosa experiencia y guiándome en el presente estudio.

Finalmente, agradezco la gran amistad, apoyo y empuje que me dieron mis grandes amigos José y Raúl, quienes fueron claves para lograr el éxito en este estudio.

TABLA DE CONTENIDOS

DEDICATORIA	3
AGRADECIMIENTOS	4
TABLA DE CONTENIDOS.....	6
ÍNDICE DE TABLAS.....	9
ÍNDICE DE FIGURAS.....	11
RESUMEN	12
ABSTRACT	13
CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN.....	14
1.1 Objetivos.....	15
1.1.1 Objetivo principal.....	15
1.1.2 Objetivos específicos.....	15
1.2 Organización del trabajo.....	16
1.3 Fuentes de información.....	16
CAPÍTULO 2 ANÁLISIS DE DESACOPLES DEL SIC.....	18
2.1 Metodología.....	18
2.1.1 Procedimiento.....	18
2.1.2 Declaración de supuestos.....	19
2.2 Identificación de desacoples.....	20
2.2.1 Barras afectadas.....	21
2.2.2 Proyectos afectados.....	21
2.3 Cuantificación de energía no utilizada debido a prorrata.....	22
2.3.1 Escenarios de almacenamiento.....	23
2.3.2 Resultados.....	24
2.4 Definición de precio de compra de energía.....	25
CAPÍTULO 3 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	27
3.1 Descripción de los sistemas de almacenamiento de energía.....	29
CAPÍTULO 4 ESTADO DEL ARTE.....	40
4.1 Generalidades.....	40
4.2 Aplicaciones de H ₂ en el mundo.....	41

4.2.1	Aplicaciones a sistemas de transporte.	41
4.2.2	Aplicaciones a sistemas de energía.	43
4.2.3	Aplicaciones a procesos de combustibles fósiles.	44
4.2.4	Aplicaciones en procesos mineros (Chile).	45
4.2.5	Aplicaciones en otras industrias.	45
4.3	Tecnología e importancia de la celda de combustible.	46
4.4	Tecnología de producción de hidrógeno.	50
4.4.1	Producción de hidrógeno por disociación molecular del agua.	51
4.4.2	Producción de hidrógeno mediante procesos termoquímicos en compuestos orgánicos.	54
4.4.3	Producción de hidrógeno mediante procesos biológicos.	56
4.5	Tecnología de almacenamiento de hidrógeno.	58
4.5.1	Tecnología de almacenamiento en hidruros metálicos.	58
4.5.2	Tecnología de almacenamiento de hidrógeno presurizado.	59
4.5.3	Tecnología de almacenamiento en estado líquido.	61
4.5.4	Comparación de sistemas de almacenamiento de hidrógeno.	61
CAPÍTULO 5 DIMENSIONAMIENTO PLANTA HIDRÓGENO		64
5.1	Planta productora de hidrógeno.	64
5.1.1	Producción de hidrógeno.	65
5.1.2	Compresión del hidrógeno.	66
5.1.3	Almacenamiento de hidrógeno.	67
5.1.4	Producción de agua para electrolizador.	68
5.1.5	Dimensionamiento planta productora de hidrógeno.	69
5.2	Planta productora de energía en base a hidrógeno (almacenamiento H₂ en hidruros metálicos).	70
5.2.1	Almacenamiento de hidrógeno.	72
5.2.2	PEM Fuel Cell.	73
5.2.3	Dimensionamiento planta productora de energía en base a hidrógeno.	74
5.2.4	Dimensionamiento planta productora de energía en base a hidrógeno con almacenamiento de hidrógeno en estanques de fibra de carbono.	76
CAPÍTULO 6 ANÁLISIS ECONÓMICO.		81
6.1	Análisis económico planta producción de hidrógeno.	81
6.1.1	Declaración de supuestos.	81

6.1.2	Inversión.....	83
6.1.3	Ingresos.....	84
6.1.4	Egresos.....	85
6.1.5	Gastos de administración.....	86
6.1.6	Otras partidas.....	86
6.1.7	Resumen flujo de caja.....	86
6.2	Análisis económico planta producción de energía en base a hidrógeno.....	96
6.2.1	Declaración de supuestos.....	97
6.2.2	Inversión.....	98
6.2.3	Ingresos.....	100
6.2.4	Egresos.....	100
6.2.5	Gastos de administración.....	101
6.2.6	Otras partidas.....	101
6.2.7	Resumen flujo de caja.....	101
CAPÍTULO 7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		106
7.1	Conclusiones.....	106
7.2	Recomendaciones.....	108
REFERENCIAS		110
ANEXOS		112
ANEXO I	Reporte completo software Crystal Ball.....	113
ANEXO II	Tabla fabricantes celdas de combustible.....	125
ANEXO III	Cotización hidrógeno Indura.....	127
ANEXO IV	Brochure Fuel Cell 1MW Hydrogenics	128
ANEXO V	Brochure Electrolizador Proton.....	129
ANEXO VI	Precios estanques hidruro metálico.....	131
ANEXO VII	Flujo de caja completo Modelo 1 – Producción de hidrógeno.....	132
ANEXO VIII	Flujo de caja completo Modelo 1 – Producción de energía.....	133
ANEXO IX	Flujo de caja completo Modelo 5 – Producción de energía.....	134

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2-1 Desacoples registrados SIC.	20
Tabla 2-2 Centrales afectadas.....	22
Tabla 2-3 Energía reducida por central.	23
Tabla 2-4 Energía almacenable - PE Taltal.	24
Tabla 2-5 Energía almacenable - PSF Luz del Norte.	24
Tabla 2-6 Energía almacenable - PSF Salvador.	25
Tabla 2-7 Costos marginales al producirse desacoples.....	26
Tabla 3-1 Estatus mundial de sistemas de almacenamiento de energía.....	27
Tabla 3-2 Parámetros típicos – referenciales de un SMES.	33
Tabla 4-1 Comparación de propiedades físicas del hidrógeno.....	40
Tabla 4-2 Vehículos operando con hidrógeno.....	42
Tabla 4-3 Países con tecnologías FCEVs.....	43
Tabla 4-4 Resumen comparativos celdas de combustible.....	48
Tabla 4-5 Resumen fabricantes de fuel cell.	49
Tabla 5-1 Características electrolizador M Series PEM Electrolysers.	66
Tabla 5-2 Características compresor de hidrógeno.	67
Tabla 5-3 Característica estanques de fibra de carbono.....	67
Tabla 5-4 Características estanque fibra de carbono seleccionado.	67
Tabla 5-5 Características sistema purificación - desionizador agua.....	68
Tabla 5-6 Principales parámetros dimensionamiento Modelo 1 - Producción de hidrógeno.....	69
Tabla 5-7 Resumen parámetros relevantes sistemas de producción de hidrógeno.....	70
Tabla 5-8 Características almacenamiento HM (HBond 7000L).....	72
Tabla 5-9 Características PEM Fuel Cell (Hydrogenics).....	73
Tabla 5-10 Principales parámetros dimensionamiento Modelo 1 - Producción de energía (almacenamiento HM).	75
Tabla 5-11 Resumen parámetros relevantes sistemas de producción de energía (almacenamiento HM).	76
Tabla 5-12 Comparación sistemas de almacenamiento de hidrógeno.	77
Tabla 5-13 Principales parámetros dimensionamiento Modelo 1 - Producción de energía (almacenamiento estanques fibra de carbono).	79
Tabla 5-14 Resumen parámetros relevantes sistemas de producción de energía (almacenamiento estanques fibra de carbono).	80
Tabla 6-1 Cuadro de inversiones: Planta producción de hidrógeno.	83
Tabla 6-2 Resumen inversiones modelos de planta producción de hidrógeno.	84
Tabla 6-3 Resumen flujo de caja - Modelo 1 - Planta producción de hidrógeno.....	87
Tabla 6-4 Ratios Financieros: Modelo 1 - Planta producción de hidrógeno.....	87
Tabla 6-5 Resumen ratios financieros: modelos de planta productoras de hidrógeno. ...	89
Tabla 6-6 Precio venta hidrógeno y compra agua para TIR cero.....	89
Tabla 6-7 Cuadro de inversiones: Planta de producción de energía.....	99
Tabla 6-8 Resumen inversiones modelos de planta de producción de energía.	100
Tabla 6-9 Resumen flujo de caja - Modelo 1 - Planta productora de energía.....	102

Tabla 6-10 Resumen ratios financieros: modelos planta productora de energía.....	103
Tabla 6-11 Resumen flujo de caja - Modelo 5 - Planta productora de energía.....	105

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 3-1 Diagrama categorías sistemas almacenamiento de energía.	28
Fig. 3-2 Diagrama rangos medios en potencia y cantidad tiempo de operación.	29
Fig. 3-3 Fotografía central de bombeo Pensilvania (435 MW - EEUU).	30
Fig. 3-4 Proyecto espejo de Tarapacá.	31
Fig. 3-5 Diagrama de sistema de aire comprimido.	32
Fig. 3-6 Volante de inercia de Stornetic.	35
Fig. 3-7 Almacenamiento sistema de baterías; Elkins, West Virginia.	37
Fig. 3-8 Sistema Crescent Dunes de Sales Fundidas (CSP).	38
Fig. 4-1 Descripción gráfica proceso en una FC.	41
Fig. 4-2 Esquema electrolizador PEM.	52
Fig. 4-3 Diagrama sistema electrolizador de alta temperatura acoplado a reactor nuclear avanzado.	54
Fig. 4-4 HBond 5000L – LabTech ®.	59
Fig. 4-5 Estanques de Material Compuesto, TUFFSHELL ®.	60
Fig. 4-6 Capacidad de almacenamiento de hidrógeno según tecnología.	61
Fig. 4-7 Gráfico costo recarga de hidrógeno según capacidad de almacenamiento y tecnología.	62
Fig. 4-8 Gráfico costo recarga de hidrógeno según tecnología.	63
Fig. 5-1 Esquema planta productora de hidrógeno.	65
Fig. 5-2 Arquitectura M Series PEM Electrolysers.	66
Fig. 5-3 Equipo purificador - desionizador de agua.	68
Fig. 5-4 Esquema planta productora de energía (almacenamiento HM).	71
Fig. 5-5 Esquema línea de presión.	72
Fig. 5-6 Ilustración PEM Fuel Cell 1MW.	74
Fig. 5-7 Esquema planta productora de energía (almacenamiento estanques fibra de carbono).	77
Fig. 6-1 Gráfico estructura de costos planta producción de hidrógeno.	86
Fig. 6-2 Gráfico comportamiento precio venta hidrógeno y valor compra agua para TIR cero.	90
Fig. 6-3 Gráfico comportamiento del VAN frente al precio de venta del hidrógeno.	91
Fig. 6-4 Salida Crystal Ball: Comportamiento VAN.	92
Fig. 6-5 Salida Crystal Ball: Sensibilidad VAN.	93
Fig. 6-6 Salida Crystal Ball: Comportamiento ganancia neta por kilogramos de hidrógeno producido.	94
Fig. 6-7 Salida Crystal Ball: Comportamiento Ganancia bruta por kilogramo de hidrógeno producido.	94
Fig. 6-8 Salida Crystal Ball: Comportamiento costo medio de producción de hidrógeno.	95
Fig. 6-9 Salida Crystal Ball: Comportamiento ingreso por ventas acumuladas a periodo 15.	95
Fig. 6-10 Salida Crystal Ball: Comportamiento utilidad acumulada periodo 15.	96

RESUMEN

Los problemas de capacidad en las líneas de transmisión de energía, producto del exceso de oferta de energía, en ciertas horas del día, proveniente principalmente de generadoras fotovoltaicas del norte de Chile, producen vertimientos de energía o desacoples del sistema. Este vertimiento, es literalmente “botar energía”, pues no pueden ser inyectados a las líneas de transmisión. Para poder cuantificar este vertimiento, se realizó un análisis de las centrales fotovoltaicas, por un periodo de 3 meses, registrando vertimientos de energía que van desde 101 a 2.848 MWh. Para las centrales analizadas, se definieron ciertos escenarios conducentes a determinar la energía que podría ser almacenable y estimar algún precio de energía. Resulta clave destacar, que sobre un 90% de los costos marginales en horas de desacople, proporcionaron valores inferiores a 1 USD/MWh. En la búsqueda de como almacenar la energía vertida en los momentos de desacople, se realizó una revisión del estado del arte de diferentes sistemas de almacenamiento de energía, y en particular los sistemas basados en hidrógeno.

El estudio presenta diversas aplicaciones del hidrógeno, formas de producirlo, sistemas para almacenarlo, además de las tecnologías de celdas de combustible.

Con lo anterior, se realizaron dos análisis, el primero utiliza la energía de vertimientos solo para producir hidrógeno y otro, además de producir hidrógeno, lo inyecta en celdas de combustible, para transformarlo nuevamente en energía eléctrica. Para ambos casos, se efectuó un dimensionamiento de planta, donde se esquematizan los distintos equipos y diversas configuraciones, y su respectivo análisis económico.

Para las distintas configuraciones, técnicamente ambos análisis son viables. No obstante, los análisis económicos, no favorecen a los sistemas en los cuales el hidrógeno se transforma en energía eléctrica mediante una celda de combustible, pero sí muestra interesantes indicadores en plantas que están diseñadas solo para producir hidrógeno.

PALABRAS CLAVE: hidrógeno, almacenamiento de energía, desacoples.

ABSTRACT

The limited capacity of energy transmission lines, along with the excessive energy produced in northern Chile at certain hours of the day, mainly from photovoltaic generators, causes load shedding and decoupling of the system. This shedding is literally "throwing energy away"; it cannot be injected into the transmission lines. The photovoltaic plants analyzed, in a period of 3 months, load shedding was registered, ranging from 101 to 2,848 MWh. Based on the analyzed plants, certain scenarios were defined to determine the energy not injected that could be stored and to estimate marginal cost energy prices. It is important to note, that in over 90% of the cases, the marginal costs in times of decoupling, were estimated at below 1 USD / MWh. In the search of how to store the load shedding in the moments of decoupling, a review of the state of the art of energy storage systems was carried out, delving deeper into hydrogen-based systems.

The study presents the various applications of hydrogen, ways of producing it, storage systems and, in addition, its use in fuel cell.

With the above, we proceed to perform two analyses: one where only the load shedding is used to produce hydrogen and another analysis where in addition to producing hydrogen this is injected into fuel cells to transform it back into electrical energy. Both analyzes have plant sizing calculations, where the different equipment is schematized and the respective economic analyzes of different plant configurations are also carried out.

For different configurations, technically both plant analyzes are feasible. However, economic analysis does not favor systems in which hydrogen is transformed into electrical energy by a fuel cell, but it does show interesting indicators in plants that are only designed to produce hydrogen.

KEY WORDS: hydrogen, energy storage, decoupling.

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN.

El norte de Chile es reconocido a nivel mundial por su potencial solar. Sin embargo, a la fecha existen complicaciones para almacenar la energía y otros problemas asociados a conceptos económicos, principalmente debido a la mermada capacidad de despacho en ciertas horas o a sus bajos costos marginales, como consecuencia de problemas de transmisión. Esto redundará finalmente en que el Centro Económico de Despacho de Carga limite algunas centrales en su inyección al sistema y existan pérdidas importantes de energía.

Producto de esta problemática, radicada en los excedentes de generación fotovoltaica en el norte del país en horas en las cuales no existe la capacidad de las líneas de transmisión para trasladar toda la energía generada, nace el presente estudio en el cual se realizará un diseño a nivel conceptual y los respectivos análisis económicos de una planta productora de hidrógeno. Esta planta utilizará un sistema electrolizador PEM¹, donde el hidrógeno podrá ser almacenado en sistemas de hidruros metálicos o sistemas de estanques de fibra de carbono. Además, se realizará el análisis de venta de energía al sistema, o sea, producir hidrógeno con los excedentes de energía fotovoltaica, para luego en horas de mayor demanda y mejores costos marginales, despachar la energía almacenada a modo de hidrógeno, como energía eléctrica producto del paso del hidrógeno por celdas de combustible del tipo PEM.

Asimismo, resulta clave el suministro eléctrico para la producción de hidrógeno, el cual vendrá dado por la energía eléctrica eventualmente asegurada mediante algún tipo de contrato con generadoras solares que se propondrán en el presente estudio, o compra en el mercado spot. Lo clave está en definir el precio y el bloque de potencia que se puede disponer para la planta de hidrógeno.

¹ Pila de combustible del tipo de “intercambio de protones” (Proton Exchange Membrane o PEM).

El concepto de un contrato con generadoras solares mejorará la operación del sistema, pues si esta planta está construida aguas arriba de las líneas (tramos) que tienen congestión eléctrica, los generadores fotovoltaicos podrán minimizar sus pérdidas y lograr mejores precios de venta de su energía que la energía vendida al mercado spot. A la vez, se realizará un análisis que permita estimar las horas de operación en la eventualidad que la planta deba comprar energía en un posible contrato de suministro.

1.1 Objetivos.

1.1.1 Objetivo principal.

Construir un esquema conceptual, sus respectivos parámetros claves de operación y realizar un análisis económico para una planta productora de hidrógeno en el contexto del norte de Chile.

1.1.2 Objetivos específicos.

1. Analizar los vertimientos de energía que se dan en el norte del país.
2. Determinar la cantidad de energía de los vertimientos (desacoples del sistema) y bloques de potencia disponibles.
3. Realizar una revisión de las tecnologías de almacenamiento de energía.
4. Revisar el estado del arte de las tecnologías asociadas al hidrógeno, principalmente: producción de hidrógeno, almacenamiento de hidrógeno, celdas de combustible.
5. Confeccionar un esquema conceptual de una planta productora de hidrógeno, y estimar sus parámetros de operación.
6. Confeccionar un esquema conceptual de una planta productora de energía utilizando hidrógeno, celdas de combustible y estimar sus parámetros de operación.
7. Realizar el estudio económico de la planta productora de hidrógeno y energía.

1.2 Organización del trabajo.

En el Capítulo 1, se presenta una introducción del trabajo a realizar en el presente documento y sus respectivos objetivos.

En el Capítulo 2, se presenta el análisis de los desacoples de las centrales en el norte del país, con el objetivo de estimar la cantidad de energía a utilizar en la planta de hidrógeno y posibles precios de compra de energía, además de la ubicación estimativa de la planta.

En el Capítulo 3 se realiza una revisión de los diversos sistemas de almacenamiento de energía.

En el Capítulo 4, se presenta una revisión de las diversas tecnologías asociadas al hidrógeno, pasando desde las aplicaciones del hidrógeno, celdas de combustible, tecnologías de producción de hidrógeno y almacenamiento.

En el Capítulo 5, se dan a conocer el dimensionamiento y conceptualización de la planta productora de hidrógeno, mostrando las variables de operación representativas del diseño.

En el Capítulo 6, se muestran los análisis económicos asociados a la planta de producción de hidrógeno y a la planta de producción de energía utilizando celdas de combustible e hidrógeno como combustible.

En el Capítulo 7, finalmente se presentan las conclusiones del estudio y las posibles recomendaciones asociadas al mismo.

1.3 Fuentes de información.

Para el desarrollo del presente documento fue necesario el uso de diversas fuentes. Al final del documento se presenta el total de fuentes citadas. Sin embargo, las principales fuentes de información son las siguientes:

- Department of Energy (DOE²)- Estados Unidos.
- Hydrogen and Fuel Cells Program, DOE- Estados Unidos.
- Hydrogen Analysis Resource Center, DOE – Estados Unidos.
- Energy Storage System Program, DOE – Estados Unidos.
- DOE Global Energy Storage Database.
- Fuel Cell & Hydrogen Energy Association.
- Fuel Cells 2000, hfcarchive.org.
- International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy.
- Bases de datos CDEC – SIC.

² Department Of Energy.

CAPÍTULO 2 ANÁLISIS DE DESACOPLES DEL SIC.

En este capítulo se presenta el análisis de los desacoples³ identificados en el sistema para el período evaluado tales como la línea Cardones – San Andres 220 con 33 eventos anuales o la línea Punta Colorada – Maintencillo 220 con 22 eventos en el año, esto con el objetivo de cuantificar la energía disponible para la planta de producción de hidrógeno (en la literatura conocido como Power to Gas).

2.1 Metodología.

A continuación, se presentan los pasos y supuestos utilizados para cuantificar la energía disponible debido a la reducción de la generación producto de los desacoples registrados en el período evaluado.

2.1.1 Procedimiento.

Los pasos realizados para cuantificar la cantidad de energía disponible para almacenamiento se presentan a continuación.

1. Se definió un período para el análisis, el cual corresponde a las horas entre las 0:00 horas del 1 de mayo del 2016 a las 23:59 horas del 31 de julio del 2016.
2. Considerando la información disponible en el portal del CDEC-SIC, en la sección de costos marginales en desacoples⁴, se elaboró un listado con los desacoples registrados en el período evaluado, identificando cuales son las barras afectadas por este fenómeno.

³ Desacople: es el excedente de generación registrado, al superar la capacidad de transmisión del sistema. Esto además provoca un gradiente entre los costos marginales en ambos extremos de la línea afectada.

⁴ http://cmg.cdec-sic.cl/Modulos/CMg/CDEC_CMgDesacoples_1.aspx.

3. Considerando la información disponible en el portal CDEC-SIC, en la sección info-técnica⁵, se obtuvieron las centrales conectadas a las barras donde se presentan desacoples.
4. Se cuantificó la energía no utilizada por cada una de las centrales analizadas, identificando las centrales más afectadas por este fenómeno.
5. Se definieron escenarios de almacenamiento, con diferentes configuraciones que varían en la capacidad de almacenamiento del sistema.
6. Para las centrales más afectadas, se cuantificó la energía almacenada en cada uno de los escenarios definidos.
7. Considerando los costos marginales registrados en la barra de conexión de cada proyecto, se definió un precio de compra de la energía no aprovechada de cada central.

2.1.2 Declaración de supuestos.

A continuación, se presentan los supuestos considerados para la elaboración del presente análisis:

- Se considera que el sistema power-to-gas estará conectado en la barra de inyección del proyecto analizado en cada caso, de tal manera de poder utilizar la energía que no se inyecta a la red.
- Se considera la reducción de generación indicada en los informes de operación real⁶ del CDEC-SIC.
- No se consideran reducciones de generación debido a condiciones técnicas de los equipos.
- En las horas donde se hayan producido más de una reducción de generación, se considera la sumatoria de toda la energía reducida en esa hora.

⁵ <http://infotecnica.cdec-sic.cl/instalaciones/?eid=0&type=4>.

⁶ <http://www.cdec-sic.cl/informes-y-documentos/fichas/operacion-real/>.

2.2 Identificación de desacoples.

A continuación, se presenta un listado con los desacoples registrados durante el período evaluado, permitiendo identificar las zonas más afectadas por este fenómeno. En la Tabla 2-1, se aprecian las líneas de transmisión afectadas, ordenadas por frecuencia de eventos.

Tabla 2-1 Desacoples registrados SIC.

Línea	Nº Eventos	Horas
CARDONES 220 -> S.ANDRES 220	33	812,4
P.COLORADA 220 -> MAITENCILLO 220	22	1079,45
L.VILOS 220 -> L.PALMAS 220	14	371,7
DON GOYO 220 -> P.AZUCAR 220	11	150,23
S.ANDRES 220 -> C.PINTO 220	8	202,62
CAUTIN 220 -> CIRUELOS 220	5	82,77
CIRUELOS 220 -> VALDIVIA 220	4	1107,47
L.PALMAS 220 -> TAPMREDON 220	4	8,08
NIRIVILO 066 -> CONSTIT. 066	3	32,32
ANCOA 500 -> AJAHUEL 500	3	21,63
OSORNO 066 -> PILMAIQUEN 066	3	7,12
CHARRUA 500 -> ANCOA 500	2	42,37
LAGUNILLAS 154 -> QUINENCO 154	2	29,52
NOGALES 220 -> L.VILOS 220	2	24,5
C.PINTO 220 -> D.ALMAGRO 220	2	9,42
CHARRUA 220 -> MULCHEN 220	2	2,68
P.AZUCAR 220 -> P.AZUCAR 110	2	2,3
L.VERDE 066 -> TAP.QUINTAY 066	2	1,88
MELIPULLI 220 -> MELIPULLI 110	1	46,4
P.AZUCAR 220 -> P.COLORADA 220	1	29,68
QUINENCO 154 -> CORONEL 154	1	18,42
A.JAHUEL 154 -> PAINE 154	1	7,93
ITAHUE 154 -> TENO2 154	1	6,65
ITAHUE 220 -> ITAHUE 154	1	4,43
S.JAVIER 066 -> NIRIVILO 066	1	2,9
LO AGUIRRE 220 -> A.MELIP 220	1	2,47
MAULE 066 -> S.MIGUEL 066	1	1,13
A.JAHUEL 220 -> A.JAHUEL 154	1	0,65
ITAHUE 066 -> S.RAFael 066	1	0,53
CHARRUA 154 -> MONTERRICO 154	1	0,12

Se puede apreciar que las líneas donde se presentan más eventos son las líneas Cardones – San Andrés 220kV y Punta Colorada – Maintencillo 220kV.

2.2.1 Barras afectadas.

Considerando las líneas donde se han presentado la mayor cantidad de eventos, se seleccionaron las barras más cercanas a estas líneas, en las cuales, existan proyectos conectados que estén actualmente operando. Las barras consideradas se presentan a continuación:

- Algarrobo Norte 13kV.
- Barrera Pint 220kV
- Cardones 110kV.
- Cardone 220kV.
- Diego de Almagro 23kV.
- Diego de Almagro 110kV.
- Diego de Almagro 220kV.
- Punta Colorada 220kV.
- Taltal 13kV.

2.2.2 Proyectos afectados.

Considerando las barras afectadas, se enlistaron los proyectos en operación conectados a las mismas, los cuales se presentan en la Tabla 2-2.

Estas centrales, durante el período evaluado, redujeron su generación a prorrata, a solicitud de despacho, debido a que su generación superaba la capacidad térmica de las líneas de transmisión.

Tabla 2-2 Centrales afectadas.

Central	Capacidad Instalada [MW]	Punto de Conexión
Eólica Punta Colorada	20	P.COLORADA_220
Eólica Taltal	99	D.ALMAGRO_220
Solar Carrera Pinto	22	C.PINTO_220
Solar Chañares	34,5	D.ALMAGRO_110
Solar Diego de Almagro	28,05	D.ALMAGRO_220
Solar El Pilar - Los Amarillos	3	D.ALMAGRO_220
Solar Esperanza	2,88	D.ALMAGRO_220
Solar Javiera	69,018	D.ALMAGRO_110
Solar Lalackama	55	D.ALMAGRO_220
Solar Lalackama 2	16,5	D.ALMAGRO_220
Solar Las Terrazas	3	ALGARR.NORTE_013
Solar Llano de Llampos	101,02	CARDONES_110
Solar Luz del Norte	141	C.PINTO_220
Solar PV Salvador	68	D.ALMAGRO_110
Solar Salvador RTS	1,3	D.ALMAGRO_110
Solar San Andrés	50,6	C.PINTO_220

2.3 Cuantificación de energía no utilizada debido a prorrata.

Las centrales presentadas en la sección anterior, no pueden inyectar la totalidad de su generación a la red, debido a que el sistema de transmisión no posee la capacidad de transportar el máximo de generación disponible a ciertas horas del día, por lo que despacho reduce la inyección de estas centrales a prorrata.

Considerando la información disponible en los informes de operación real del CDEC-SIC6 del período evaluado, en la sección de movimientos de centrales, se obtuvo la cantidad de energía reducida por cada una de las centrales analizadas. El total de la energía reducida por cada una de las centrales en el período evaluado se puede apreciar en la Tabla 2-3.

Tabla 2-3 Energía reducida por central.

Central Generadora ⁷	Energía Reducida[MWh]
C. PE Taltal	2.848
C. PFV Luz del Norte	2.140
C. PFV Salvador	960
C. PFV Javiera	857
C. PFV Lalackama	664
C. PFV Carrera Pinto	554
C. PFV San Andrés	339
C. PFV Chañares	345
C. PFV Llano de Llampos	330
C. PFV Diego de Almagro	290
C. PE Los Cururos	189
C. PE Arrayán	185
C. PE Talinay Oriente	182
C. PE Canela II	101
C. PE Monte Redondo	64
C. PE Totoral	61
C. PE Talinay Poniente	17
C. PE. Punta Colorada	4

Como se puede apreciar, las centrales más afectadas por los desacoples son el Parque Eólico Taltal, Luz del Norte y la Planta Solar Fotovoltaica Salvador, por lo que estas serán objeto del presente análisis.

2.3.1 Escenarios de almacenamiento.

Para el presente análisis, se consideraron 5 escenarios, cada uno con una capacidad de almacenamiento diferente. Los escenarios analizados se presentan a continuación:

- Sistema Power-to-gas de 2 MW.
- Sistema Power-to-gas de 4 MW.
- Sistema Power-to-gas de 6 MW.
- Sistema Power-to-gas de 8 MW.
- Sistema Power-to-gas de 10 MW.

⁷ Los nombres de las centrales son los declarados en las bases de datos del CDEC SIC.

2.3.2 Resultados.

A continuación, en la Tabla 2-4, la Tabla 2-5 y la Tabla 2-6, se presentan los resultados de la cuantificación de la energía almacenable⁸ en cada escenario, para las tres centrales evaluadas.

Tabla 2-4 Energía almacenable - PE Taltal.

Mes	2 MW [MWh]	4 MW [MWh]	6 MW [MWh]	8 MW [MWh]	10 MW [MWh]
Mayo	104	201	278	339	393
Junio	153	269	365	451	527
Julio	106	192	263	326	384
Total	363	662	906	1116	1304
⁹ Capacidad de producción de hidrógeno [kg de H ₂]	6.534	11.916	16.308	20.088	23.472

Tabla 2-5 Energía almacenable - PSF Luz del Norte.

Mes	2 MW [MWh]	4 MW [MWh]	6 MW [MWh]	8 MW [MWh]	10 MW [MWh]
Mayo	108	191	250	294	325
Junio	143	256	341	409	459
Julio	125	243	340	418	488
Total	376	690	931	1121	1272
Capacidad de producción de hidrógeno [kg de H ₂]	6.768	12.420	16.758	20.178	22.896

Con estas tablas se demuestran que existen al menos 5 escenarios de potencia disponible, escenarios que serán abordados en el capítulo 5.

⁸ La energía almacenable es la energía que puede transformarse en hidrógeno mediante las configuraciones de planta productoras de hidrógeno.

⁹ La capacidad de producción de hidrógeno viene dada por la capacidad del electrolizador identificado en el sub capítulo 5.1.5, donde 1MWh puede producir 18 kg de hidrógeno.

Tabla 2-6 Energía almacenable - PSF Salvador.

Mes	2 MW [MWh]	4 MW [MWh]	6 MW [MWh]	8 MW [MWh]	10 MW [MWh]
Mayo	114	194	235	262	283
Junio	136	213	266	304	328
Julio	109	185	236	259	268
Total	359	592	737	825	879
Capacidad de producción de hidrógeno [kg de H ₂]	6.462	10.656	13.266	14.850	15.822

2.4 Definición de precio de compra de energía.

Para definir el precio al cual se comprarán la energía a almacenar, se realizó un análisis de los costos marginales en los respectivos puntos de conexión de cada proyecto analizado, con el objetivo de determinar los costos registrados a las horas en que se produjeron los desacoples. Las barras analizadas son las siguientes:

- Diego de Almagro 220 kV (PE Taltal).
- Carrera Pinto 110kV (PSF Luz del Norte).
- Diego de Almagro 110kV (PSF Salvador).

En la Tabla 2-7 se presenta la cantidad de horas registradas para cada rango de costo marginal, durante el período evaluado.

Se puede apreciar que más de un 90% de los registros de costo marginal, son menores a 1 USD/MWh, lo que significa que los generadores tienen pérdidas económicas importantes por esta problemática del sistema, además de la pérdida de energía que implica el vertimiento de energía¹⁰.

¹⁰ Vertimiento de energía: son los momentos en que las empresas generadoras eléctricas deben disminuir su generación bajando inversores, todo acorde a las instrucciones del coordinador del CDEC.

Tabla 2-7 Costos marginales al producirse desacoples.

Costo Marginal [USD/MWh]	Horas D.ALMAGRO 110kV	Horas D.ALMAGRO 220kV	Horas C.PINTO 220kV
[0 - 1]	2137	2137	2053
[1 - 2]	6	6	0
[2 - 3]	2	2	2
[3 - 4]	3	3	2
[4 - 5]	5	5	1
[5 - 7]	5	5	4
[7 - 10]	7	7	6
[10 - 15]	11	11	7
[15 - 20]	5	5	1
[20 - 30]	21	21	120
[30 - 40]	5	5	6
[40 - 50]	0	0	2
[50 - 60]	0	0	0
[60 - 70]	1	1	0
[70 - 80]	0	0	1
[80 - 90]	0	0	0
[90 - 100]	0	0	3
[100 - 110]	0	0	0
[110 - 120]	0	0	0
[120 - 130]	0	0	0
[130 - 140]	0	0	0

Con lo anterior, se verifica que existen bloques de energía que no están siendo inyectados al sistema, los cuales pueden ser utilizados en sistemas de producción de hidrógeno u otro tipo de sistema, con el objetivo de aprovechar los vertimientos de energía y a la vez mejorar los ingresos de las empresas generadoras afectadas a este problema.

CAPÍTULO 3 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

En el rubro de los sistemas de generación de energía eléctrica, existen diversas formas de almacenar la energía, ya sea mediante algún vector energético, en forma de energía eléctrica, o algún sistema que almacene energía potencial o cinética. Dentro de los sistemas más tradicionales, están los estanques de combustible fósil, ya sean petróleo, gasolina, GLP¹¹ o GNL¹², hasta otros sistemas más comunes y avanzados para almacenar energía, las hidroeléctricas de bombeo y los sistemas de aire comprimido. Los sistemas en base a hidrógeno, a pesar de ser sistemas maduros tecnológicamente y masivos en algunas aplicaciones, no serán abordados en este capítulo, pues son el motivo de este trabajo y serán analizados en profundidad en el capítulo siguiente. A nivel mundial, el Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE), maneja registros actualizados de los diversos sistemas de almacenamiento de energía a través del “*Global Energy Storage Database*”¹³. De este registro, se extrae la información a nivel mundial, que se presenta en la Tabla 3-1:

Tabla 3-1 Estatus mundial de sistemas de almacenamiento de energía.

Tipo de Tecnología	Proyectos	Potencia Nominal (MW)	Promedio de horas de entrega de energía	Promedio de horas de entrega de energía
Electroquímica	950	2.797	48	3
Hidroenergía de Bombeo	352	183.830	14.310	202,9
Sistemas Térmicos	204	3.622	48	7,2
Electromecánicos	69	2.611	250	12,4
Hidrógeno	11	12	32,5	19,5

Fuente: Construcción propia con datos de (Sandia Corporation, 2016).

Como se aprecia en la tabla los sistemas de hidroenergía de bombeo lideran el ranking en capacidad instalada con 183 GW. Sin embargo, como proyectos instalados los

¹¹ Gas Licuado de Petróleo.

¹² Gas Natural Licuado.

¹³ <http://www.energystorageexchange.org>.

sistemas electroquímicos (principalmente sistemas de baterías) lideran el ranking con 950 proyectos.

En Chile existen 10 sistemas de almacenamiento, localizados principalmente en el norte del país, y enfocados principalmente en sistemas térmicos (sales fundidas) y electroquímicos (baterías). La capacidad instalada en Chile alcanza los 6.148 MWh, con 637,3 MW de potencia máxima instalada¹⁴.

También existen sistemas no dependientes de combustibles fósiles y más evolucionados técnicamente, y pueden ser sub-clasificados acorde a sus fortalezas en potencia o capacidad de energía almacenada. La Figura 3-1 muestra una forma de visualizar las categorías de almacenamiento de energía:

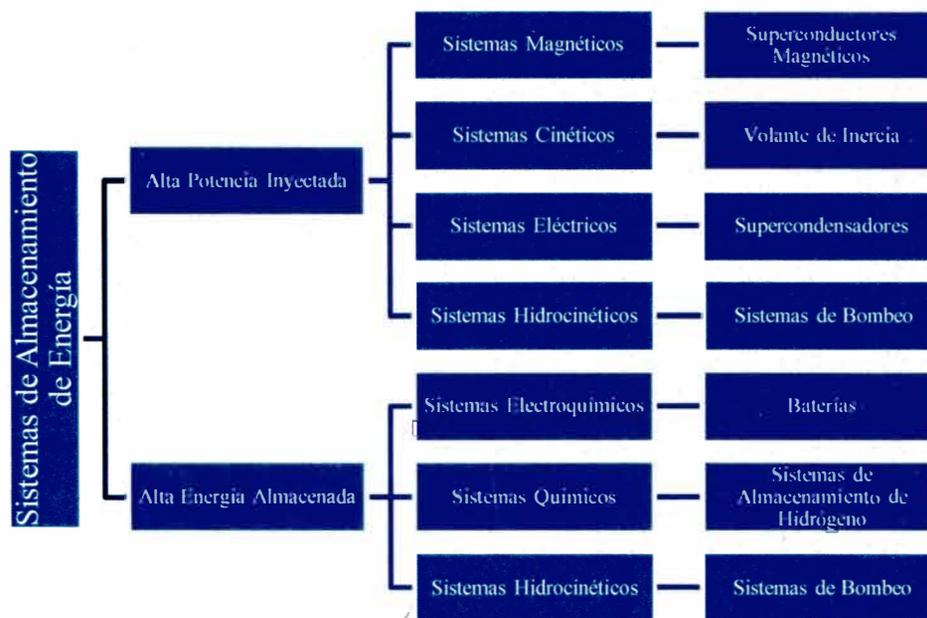


Fig. 3-1 Diagrama categorías sistemas almacenamiento de energía.
Fuente: Construcción propia.

Además, resulta interesante tener una primera aproximación de los rangos medios en potencia y cantidad tiempo de operación de cada grupo de sistemas de almacenamiento de energía. Esto se puede apreciar en la Figura 3-2:

¹⁴ Información válida a marzo 2016, según Global Energy Storage Database, DOE.

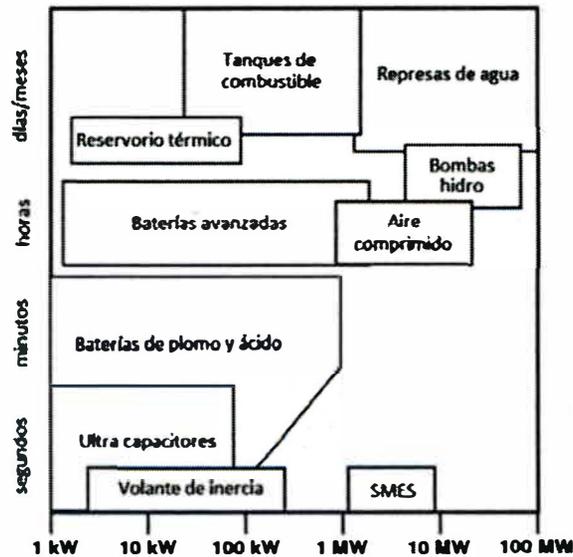


Fig. 3-2 Diagrama rangos medios en potencia y cantidad tiempo de operación.
Fuente: (Gonzalez, 2013).

3.1 Descripción de los sistemas de almacenamiento de energía.

Estanques de combustible fósil: Estos sistemas son una de las formas más tradicionales y conocidas de almacenar energía. En estos estanques, que varían ampliamente en tamaños y tipo de material, se almacenan los más diversos combustibles en estado líquido y gaseoso, entre los cuales destacan diversos tipos de petróleo, gasolina, gas natural, gas licuado de petróleo y otros provenientes principalmente de hidrocarburos. Los combustibles almacenados en ellos están destinados por lo general a máquinas electromecánicas: turbinas, motores u otro sistema de generación de energía eléctrica o cinética (en medios de transporte).

Hidroenergía de Bombeo: Este tipo de sistemas, más conocidos como “Centrales de Bombeo”, es una de las formas más antiguas y comunes de almacenar energía; las primeras centrales datan de 1929. A marzo 2016, están registradas 352 centrales, totalizando 184 GW de capacidad instalada (aproximadamente). La forma de operar permite una amplia gama de plantas de este formato, la que va de sistemas 0.036 MWh de capacidad instalada en Dinamarca (2011), hasta grandes sistemas de 30,9 GWh de

capacidad instalada en EEUU, Virginia (1985). Además, el 13 de julio 2016 se anunció en Canadá la construcción de una central de bombeo de 4 GW de potencia máxima, con una estimación de costo de 30 billones de dólares.



Fig. 3-3 Fotografía central de bombeo Pensilvania (435 MW - EEUU).
Fuente: (U.S. Energy Information Administration, 2016).

Este tipo de sistemas son capaces de operar en rangos de tiempo que van desde horas, hasta semanas, lo que depende de la cantidad de agua que se almacene y la capacidad de turbinar este recurso en las turbomáquinas.

En Chile, entrará en fase de construcción una central hidráulica de bombeo de 300MW (3 turbinas Francis reversibles), Caleta San Marcos, 100 km al sur de Iquique (Empresa Valhalla), con una inversión de USD MM 400. Esta planta tomará la energía de un sistema fotovoltaico (600MW de potencia nominal), almacenando un bloque de agua de $55 \times 10^6 \text{ m}^3$, a 600 metros de altura. Este proyecto podría operar en torno a 20 días continuos con el reservorio de agua, sin necesidad de recargar.



Fig. 3-4 Proyecto espejo de Tarapacá.
Fuente: (Valhalla, 2015).

La lógica de operación de estos sistemas es subir a una determinada altura grandes bloques de agua mediante bombas (o turbinas reversibles), y luego operar como una central tradicional hidroeléctrica en la caída del agua. La energía que usa el sistema de bombeo puede ser comprada al sistema en momentos de bajos costos (o momentos de excesos de energía en el sistema), o puede ser suministrada por algún sistema de energía renovable, principalmente sistemas fotovoltaicos por su conocida curva de generación.

Sistemas de Aire Comprimido: Desde 1870 se han configurado pequeños sistemas de almacenamiento de energía mediante aire comprimido. Sin embargo, un sistema de mayor escala comenzó a operar en 1978, en Alemania, con una capacidad instalada no superior a 0,8 MWh (con una turbina de 290 MW). A la fecha existen registradas 15 sistemas de este tipo, totalizando 1.163 GW de potencia máxima.

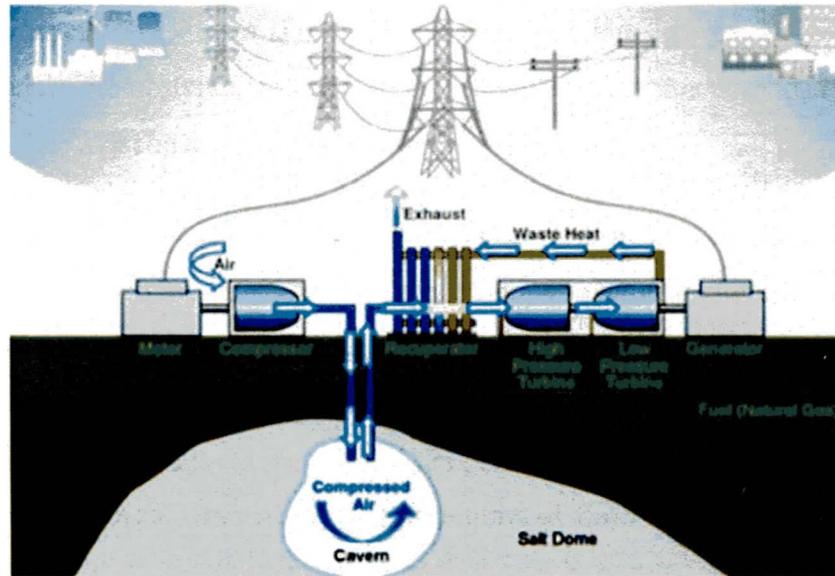


Fig. 3-5 Diagrama de sistema de aire comprimido.
Fuente: (PhysOrg.com, 2016).

La lógica de operación de estos sistemas es similar a los sistemas hidráulicos de bombeo, al utilizar energía de bajo costo (o en momentos de excedentes de energía) para comprimir aire y luego almacenarlo. Este aire comprimido (aproximadamente a 70 bares) se almacena por lo general en cavernas subterráneas. Sin embargo, la evolución tecnológica ha desarrollado nuevos estanques que permiten almacenar el aire comprimido en ciertas condiciones de operaciones (a presión constante o a volumen constante). El aire almacenado se descomprime en procesos térmicos (intercambiadores de calor) y en máquinas electromecánicas que lo transforman en energía eléctrica.

Estos tipos de sistemas son capaces de operar en rangos de tiempo que van desde horas, hasta algunos pocos días, lo que depende de la cantidad de aire comprimido que se almacene y la capacidad de las turbomáquinas de transformar este recurso en energía eléctrica.

Superconductores magnéticos: Los inicios de la superconductividad se remontan a 1911 gracias a Heike Kamerlingh Onnes¹⁵. Ya en la década de los '60 científicos realizaron

¹⁵ Físico Neerlandés, Premio Nobel de Física 1913.

los primeros experimentos para la creación de almacenadores de energía magnética por superconducción. No obstante, en 1971 en el Centro de Superconductividad Aplicada de la Universidad de Wisconsin inventaron el primer sistema SMES¹⁶.

Los sistemas SMES almacenan energía de igual forma que lo hace un inductor convencional, estos almacenan energía en el campo magnético que se crea por las corrientes eléctricas que fluyen a través de un alambre bobinado. La gran diferencia de un SMES con un inductor normal (bobina), es que los sistemas SMES están contruidos con alambres superconductores y operan a temperaturas criogénicas, por lo tanto, estos alambres conductores no ofrecen resistencia alguna al flujo de corriente. Al no existir resistencia eléctrica, no existe disipación térmica, por lo que la energía se almacena de forma bastante eficiente en estos sistemas. Si consideramos que la energía esta almacenada como una corriente en circulación, esta misma puede extraerse de los sistemas SMES de forma muy rápida, casi instantánea. Las unidades básicas principales que configuran este tipo de sistemas son: bobina superconductora, sistema de refrigeración y la interfaz eléctrica (Gonzalez, 2013).

Algunos valores referenciales de este tipo de tecnología se aprecian en la Tabla 3-2:

Tabla 3-2 Parámetros típicos – referenciales de un SMES.

Variable	Mínimo	Máximo	Unidad
Total Energía Almacenada	10.000	13.000	MWh
<u>Energía Disponible</u>	9.000	10.000	MWh
Tiempo de Descarga	5	12	h
Potencia Máxima	1.000	2.500	MW
Corriente Máxima	50	300	kA
Diámetro Medio de la Bobina	300		m
Altura Total de la Bobina	80	100	m
Eficiencia	85	90	%
Potencia de Refrigeración	20	30	MW

Fuente: Resumen tabla presentada en (Gonzalez, 2013).

¹⁶ Superconducting Magnetic Energy Storage o Almacenamiento de Energía en Superconductores Magnéticos.

Como se aprecia en la tabla, el tiempo de descarga o el tiempo durante el cual puede suministrar energía eléctrica almacenada, puede ir de 5 a 12 horas (dependiendo del diseño del sistema). En algunos casos, dependiendo de la función en la red eléctrica, la energía almacenada puede entregarse en segundos.

Volante de Inercia: Los sistemas de almacenamiento de energía en volantes de inercia usan la energía cinética almacenada en una masa en rotación. Esta masa en rotación tiene muy bajas pérdidas de energía cinética por fricción. La rotación es entregada mediante un motor (motor-generator) integrado al sistema; la energía se descarga entregando la energía cinética de rotación al generador (motor – generador). En términos simples, la energía almacenada en estos sistemas es proporcional al momento de inercia de la masa en rotación multiplicado por el cuadrado de su velocidad angular.

Los volantes de inercia que son capaces de girar a valores superiores a 10.000 RPM deben tener 4 características principales:

- 1) La masa que gira debe estar construida en fibra de vidrio o materiales poliméricos con una alta relación resistencia-peso.
- 2) La masa debe girar en vacío, para minimizar la resistencia aerodinámica.
- 3) Los cojinetes que soportan el giro deben ser idealmente magnéticos para soportar las altas velocidades de rotación con las mínimas pérdidas.

Este tipo de tecnología puede tener muy alta capacidad de respuesta, pudiendo ir de descargas a cargas completas, y viceversa en muy pocos segundos. En el mundo existen 50 centrales con esta tecnología, y totalizan 967.135 kW de potencia máxima nominal.

En la Figura 3-6, se puede apreciar un volante de inercia (Flywheel) en el cual se aprecian los principales componentes de su sistema:

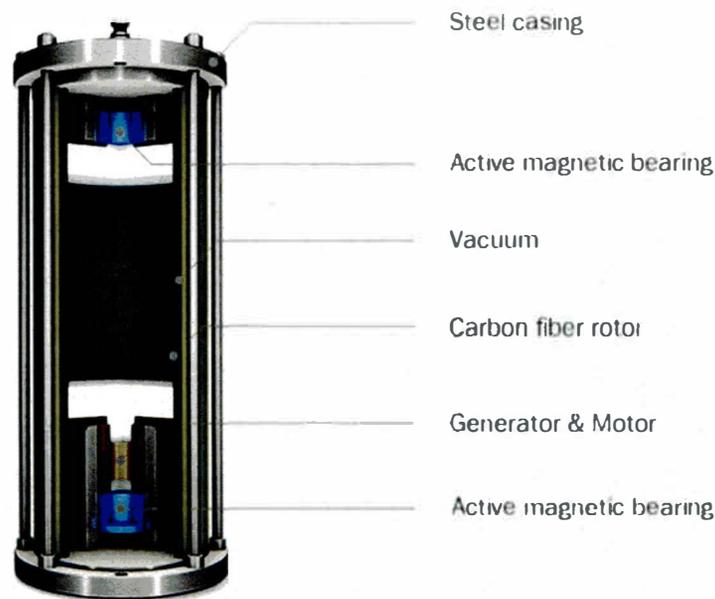


Fig. 3-6 Volante de inercia de Stornetic.
Fuente: (STORNETIC. The Energy Storage Company, 2016).

El tiempo de descarga o el tiempo durante el cual puede suministrar energía eléctrica, puede ir de algunos segundos a algunas pocas horas, dependiendo de la función en la red eléctrica y de la tecnología del volante de inercia. Sin embargo, el proyecto *Camp Pendleton Fractal Grid Demonstration*, 30kW, en Estados Unidos, puede entregar su energía en 4 horas, estimando un almacenamiento de energía de 120 kWh.

Supercondensadores: La energía que se almacena en los condensadores convencionales es la carga eléctrica acumulada entre dos placas conductoras. Las placas están separadas por un material aislante conocido como dieléctrico. El condensador se carga cuando una diferencia de potencial se aplica a través de las placas. Los factores que determinan la capacidad de almacenamiento de energía son el tamaño de las placas, la separación de las placas y el tipo de material utilizado para el componente dieléctrico. La energía almacenada se descarga disminuyendo la diferencia de potencial entre las placas.

El término "supercondensador" refleja órdenes de magnitud de mejora en la densidad de energía de los condensadores de corriente continua. Debido a que la capacitancia es

proporcional al área de superficie del electrodo, las mejoras en la zona de superficie se proporcionan mediante el uso de material altamente poroso. Actualmente, se está avanzando en una amplia variedad de soluciones electrolíticas y tratamientos de superficie. El ciclo de vida de estos sistemas es también muy superior a la de los condensadores convencionales (Schoenung, 2001). En el mundo existe registro de 45 sistemas con esta tecnología, totalizando 87.000 kW de potencia máxima instalada.

Este tipo de tecnología es capaz de suministrar su energía eléctrica almacenada desde algunos pocos minutos hasta 1 hora (en promedio). Sin embargo, el sistema *GigaCapacitor Rosh Pinna Test Project (IL)*, de 15MW, en Israel, puede entregar energía durante 10 horas.

Baterías: Las baterías son sistemas muy conocidos y utilizados a nivel mundial en diversas industrias para almacenar energía. Estos sistemas, almacenan energía a diferentes tensiones (voltajes) y su capacidad de almacenar energía viene dada por su parámetro de fábrica “Ah” o Ampere-Hora, el cual indica la cantidad de corriente que puede entregar la batería por un periodo estándar de 20 horas. No obstante, hay fabricantes de baterías que fijan los Ah para diversos períodos de descarga.

Existen dos grandes clasificaciones para las baterías:

1. Según su capacidad de descarga: ciclo corto o ciclo profundo.

Las baterías de ciclo corto entregan mucha potencia en un período de tiempo pequeño, ejemplo una batería de automóvil, la cual puede entregar entre 300 y 600 amperes durante 2 a 5 segundos; la descarga de estas baterías no supera el 5 o 10% de su capacidad. Por otro lado, las baterías de ciclo profundo son capaces de entregar menos corriente por periodos más largos (horas), de esta forma su descarga puede llegar a un 80% de su valor nominal.

2. Según el estado del electrolito: electrolito líquido o electrolito gelatinizado.

Las baterías de electrolito gelatinizado en comparación a las baterías de electrolito líquido, son más seguras, tolerantes a vibraciones y soportan de mejor forma descargas profundas sin sufrir un grave daño, no requieren gran mantenimiento (adicionar agua), mantienen un voltaje más alto en fases de descarga y pueden ser cargadas más rápidamente. A su favor, las baterías de ácido líquido soportan más ciclos de carga y descarga que las baterías de electrolito gelatinizado y son más económicas (Cavasassi, 2014).



Fig. 3-7 Almacenamiento sistema de baterías; Elkins, West Virginia.
Fuente: (AES Energy Storage, 2016).

En el mundo existe registro de 883 sistemas con bancos de baterías, totalizando 82.440 MW de potencia máxima instalada. En Chile existen 5 sistemas de este tipo, totalizando 76 MW de potencia máxima instalada.

Dependiendo de la tecnología del banco de baterías, estos sistemas pueden entregar su energía en algunas horas. El proyecto *Dangling Rope Marina Hybrid Power System*, de 250kW, en Estados Unidos, puede entregar su energía en 9,6 horas.

Sistemas de sales fundidas: Los sistemas de almacenamiento de energía en base a sales fundidas, son sistemas que poseen dos estanques de almacenamiento, uno “frio” y uno “caliente”. Durante el día, se absorbe radiación solar para calentar las sales fundidas mediante intercambiadores de calor, las que van a dar al estanque “caliente”, sobre 550°C. Cuando se requiere generar energía eléctrica, fluyen sales fundidas a un intercambiador de calor, donde se transfiere la energía calórica de la sal fundida al agua, generando vapor sobrecalentado, el cual alimenta una turbina de vapor que mueve un generador, para así, producir energía eléctrica. Estos sistemas son bastantes estables y con pérdidas promedios inferiores a 1°C por día. En el mundo existe registro de 41 sistemas de sales fundidas, totalizando 2.752 GW de potencia máxima instalada.

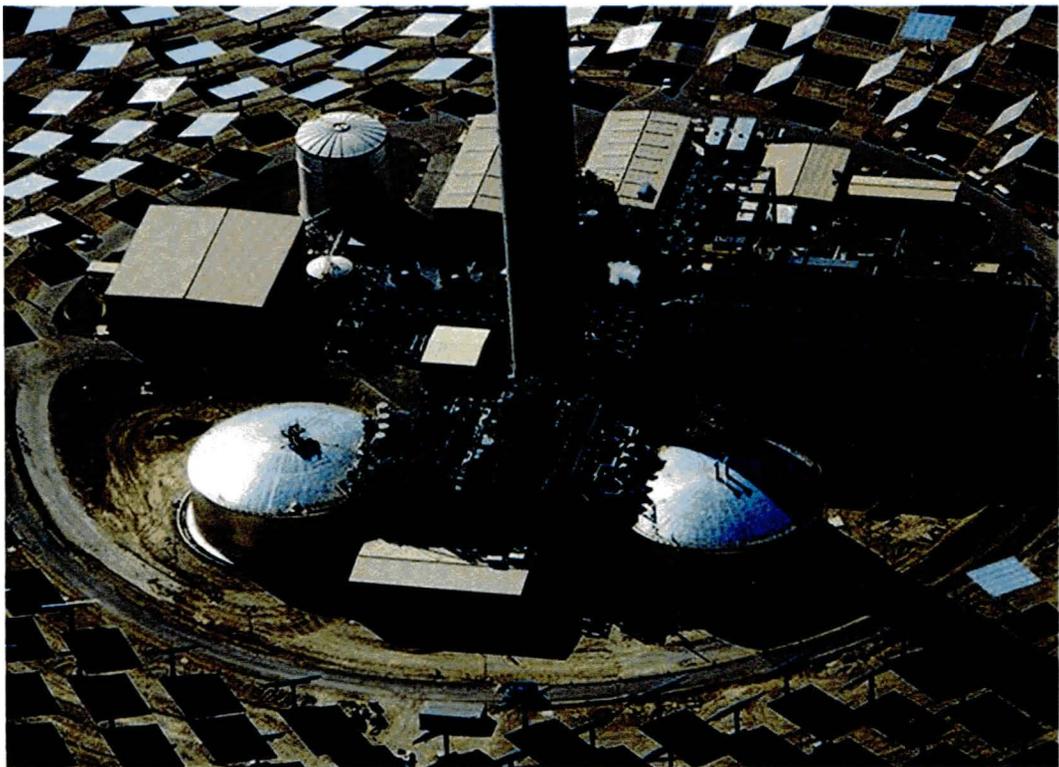


Fig. 3-8 Sistema Crescent Dunes de Sales Fundidas (CSP).
Fuente: (SolarReserve, LLC, 2016).

Estos sistemas pueden entregar su energía en algunas horas. El proyecto *Planta Solar Cerro Dominador*, 110MW, en Chile (debe entrar en operación en junio 2018), podrá entregar su energía en 17,5 horas implicando una capacidad instalada de 1,9 GWh.

CAPÍTULO 4 ESTADO DEL ARTE.

4.1 Generalidades.

El hidrógeno es el gas más abundante en el universo y el elemento más simple. Consiste en un protón y un electrón, por ende, el primer elemento de la actual tabla periódica. Como gas, no existe hidrógeno en un estado natural aislado en la tierra. Siempre se combina con otros elementos. En combinación con el oxígeno, se crea agua. En combinación con carbono, se formulan diferentes combustibles como el metano y otros derivados del petróleo, principales combustibles de hoy en día.

Si analizamos el hidrógeno como combustible, éste muestra importantes cualidades competitivas respecto a sus cercanos contrincantes energéticos, los hidrocarburos. Este interesante elemento, tiene propiedades energéticas y físicas muy superiores a sus competidores directos, como el gas natural o la gasolina, como se detalla en la siguiente tabla:

Tabla 4-1 Comparación de propiedades físicas del hidrógeno.

Propiedad	Unidades	Hidrógeno H ₂	Gas Natural CH ₄	Gasolina (-CH ₂) _n
Poder calorífico inferior (LHV)	$\frac{\text{kWh}}{\text{kg}}$	33,3	13,9	12,4
Temperatura de auto ignición	°C	585	540	228 - 501
Coefficiente de difusión en el aire	$\frac{\text{m}^2}{\text{s}}$	$6,1 \times 10^{-5}$	$1,6 \times 10^{-5}$	$5,0 \times 10^{-6}$

Fuente: Extracto (Griessen & Zuttel, 2003).

El uso aplicado del hidrógeno se realiza principalmente de dos formas: uso como gas en aplicaciones industriales, y uso a través de celdas de combustible o fuel cell (FC). Esta última aplicación es la más común pues son sistemas que generan energía eléctrica usando el hidrógeno como combustible.

Un diagrama simple para generalizar una celda de combustible sería lo mostrado en la Figura 4-1:

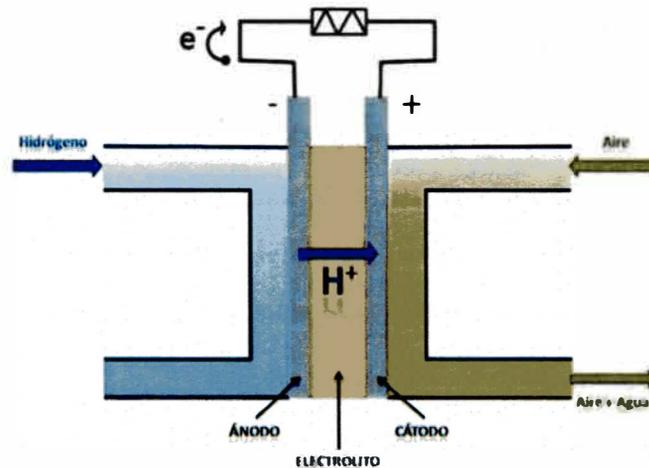


Fig. 4-1 Descripción gráfica proceso en una FC.
Fuente: (Foro de la Industria Nuclear Española, 2016).

En este diagrama, se aprecia que el hidrógeno ingresa en su forma molecular (H₂) a la FC y al hacer contacto con el catalizador (por lo general platino), este se disocia en electrones y protones (H⁺). Los H⁺ atraviesan el electrolito para reunirse con el oxígeno. Por otro lado, los electrones se mueven a través del ánodo generando un flujo de corriente disponible para alimentar una carga eléctrica. Completando el flujo, los electrones llegan al cátodo, donde se unen al H⁺ y al oxígeno, para con esto formar agua pura, la cual sale de la celda de combustible.

4.2 Aplicaciones de H₂ en el mundo.

Las tecnologías asociadas al hidrógeno se pueden analizar desde las siguientes industrias: automotriz, energía, combustibles fósiles, minería y "otros". En "otros" podemos identificar, por ejemplo, procesos de fabricación de margarinas, procesos de refinerías de petróleo, sistemas de propulsión de cohetes.

4.2.1 Aplicaciones a sistemas de transporte.

En el mundo existe una gran cantidad de desarrolladores de tecnologías del hidrógeno asociadas a la industria automotriz, tanto en aplicaciones para automóviles, buses,

camiones y otros medios de transporte terrestre. El hidrógeno en este tipo de aplicación, por lo general, se utiliza alimentando celdas de combustible (fuel cell), produciendo energía eléctrica, y con esto alimentando motores eléctricos que son los generadores de movimiento. Sin embargo, en una muy pequeña escala, existen algunas escasas aplicaciones de mezclas de diésel con hidrógeno, donde la participación del hidrógeno no supera el 10%. El gran problema de mezclar hidrógeno con diésel, es la reconfiguración de los motores y que además esta mezcla, a pesar de reducir los costos y consumos de diésel, produce emisiones de NOx fuera de los estándares internacionales (Normas Euro).

Los registros del *Hydrogen Analysis Resource Center*, del Departamento de Energía de Estados Unidos reflejan la siguiente información mostrada en la Tabla 4-2, válida a junio 2016:

Tabla 4-2 Vehículos operando con hidrógeno.

	Estados Unidos	Resto del Mundo	Total
Toyota Mirai	251	400	651
Hyundai ix35 TUCSON FCEV	106	307	413
Toyota Highlander FCHV-adv	62	5	67
Mercedes-Benz B-Class F-Cell	47	100	147
Honda FCX Clarity	17	3	20
Otros vehículos	17	137	154
Buses	27	87	118
Buses cortos (de enlace)	4		
Camión de basura	1	0	1
Total vehículos Activos	532	1039	1571
Vehículos planificados a futuro	76	764	840

Fuente: (Department Of Energy U.S. - Energy Efficiency & Renewable Energy, 2016).

En America del Sur sólo existe registro de un bus que opera con hidrógeno en Brasil, el cual está operativo desde al año 2014.

En el ámbito de las aplicaciones a la industria automotriz, los distintos gobiernos en los cuales se han desarrollado las aplicaciones de hidrógeno y celdas de combustible a los automóviles, han desembolsado aproximadamente 1.700 millones de dólares como

apoyo gubernamental, a diciembre 2014, se tiene el siguiente registro según *International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy*:

Tabla 4-3 Países con tecnologías FCEVs¹⁷.

	FCEVs	Estaciones de Hidrógeno	Apoyo de Gobierno [MM USD]
Unión Europea	40	~30	911
Alemania	110	~12	164
Japón	65	16	204
Corea	100	12	7,8
Países Escandinavos	40	10	197
Reino Unido	Para este año esperan tener 50 FCEVs	6	17,5
Estados Unidos	Más de 500	~50	237

Fuente: (International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy, 2016).

4.2.2 Aplicaciones a sistemas de energía.

Energía en sistemas de potencia: En este ámbito, existen aplicaciones a nivel mundial orientadas a sistemas de potencia, con celdas de combustible para abastecer sistemas eléctricos, medianos o pequeños, ya sea como fuente primaria o secundaria (back up).

En el mundo entre los diversos fabricantes de FC, existen tres fuertes y reconocidas empresas fabricantes de celdas de combustible de gran escala Hydrogenic, Ballard y FuelCell Energy.

Las configuraciones para lograr grandes potencias en energía eléctrica resultan de arreglos modulares de las celdas de combustible, donde las unidades primarias pueden ir de algunos kW, hasta cientos de kW. Las tecnologías asociadas a estos sistemas son principalmente MCFC (Molten carbonate Fuel Cell), PAFC (Phosphoric Acid Fuel Cell) y muy pocas, en versiones de prueba se encuentran las PEM (Polymer Electrolyte Membrane). El detalle de estas tecnologías se analizará en el Capítulo “Tecnologías e importancia de las celdas de combustible”.

¹⁷ FCEVs: Vehículos Eléctricos con Celdas de Combustible.

Existe también la denominación *Power-to-Gas*. Estos son sistemas en los cuales se utiliza la energía en momentos de bajos costos, energía excedentaria de sistemas renovables o directamente se utiliza energía de un sistema fotovoltaico o eólico dedicado para producir hidrógeno. Este se almacena para derivarlo a redes de gas natural o almacenarlo para luego producir energía eléctrica mediante fuel cell cuando el consumo del sistema eléctrico lo requiera. A modo de ejemplo esta la planta *Power To Gas Falkenhagen*, en Alemania, con equipamiento de *Hydrogenics*, *E.O.N.* y *Swissgas*, la cual entró en operación en agosto 2013. Esta es una planta de 2MW, que usa energía del viento para alimentar un electrolizador y convertir agua en hidrógeno, luego este hidrógeno es inyectado a la red regional de gas natural existente (Curtin & Gangi, 2013 Fuel Cell Technologies Market Report, 2013).

Energía a pequeña escala y soporte energético: En esta categoría, la cantidad de sistemas instalados es superior a los grandes sistemas de potencia, debido a su menor inversión y menores requerimientos de energía. Los proveedores líderes para este tipo de tecnologías son principalmente Ballard, ReliOn e Hydrogenics. El tipo de celda utilizado en esta categoría es principalmente la celda PEM (Membrana de Electrolito Polimérico).

4.2.3 Aplicaciones a procesos de combustibles fósiles.

Al romper las cadenas de hidrocarburos mediante procesos termodinámicos se produce hidrógeno, junto a otros gases y elementos derivados. Este hidrógeno se limpia y reutiliza en otros procesos de las refinerías.

El hidrógeno se utiliza en procesos de hidrogenación, para mejorar sub productos de los procesos iniciales de la refinería y generar productos vendibles al mercado. A modo de ejemplo, en Chile, ENAP consume 673.000 Sm³/d ¹⁸, o 56,16 ton de hidrógeno de baja pureza, o sea, gas con un 90% de hidrógeno. Por otro lado, ENAP consume 756.000 Sm³/d o 63,09 ton de hidrógeno de alta pureza (99.9% de hidrógeno); en este caso un gran porcentaje del hidrógeno consumido es producido por la misma refinería.

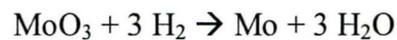
¹⁸ Estándar metros cúbicos por día. La condición "Estándar" está definida a 294,26K y 1 atm.

4.2.4 Aplicaciones en procesos mineros (Chile).

El uso de hidrógeno está ligado a la producción de Molibdeno. El Molibdeno es un mineral ligado a la extracción del cobre y el año 2010 representó un 4% del total de las exportaciones mineras en Chile. El año 2014 se exportaron 50.441 TM y el año 2015 se exportaron 52.297 TM de Molibdeno según los datos que maneja COCHILCO. Desde un enfoque de ingresos, el año 2014 se exportaron 222 millones de dólares (0.5% del total de exportación en USD) y el año 2015 se exportaron 245 millones de dólares (0.7% del total de exportación en USD), valores según la Sociedad Nacional de Minería.

El uso principal del Molibdeno es en la industria del acero, con un contenido de hasta un 6% en ciertos tipos de aceros. También se utiliza en la industria aeroespacial, elementos quirúrgicos, fabricación de ciertas ampollitas, industria automotriz, lubricantes, etc.

En el proceso de reducción para para producir trióxido de Molibdeno (Molibdeno Metálico), se utiliza hidrógeno, proceso que obedece a la siguiente ecuación:



Este proceso se realiza en sistemas de batch en hornos reductores.

4.2.5 Aplicaciones en otras industrias.

En lo que respecta a los transbordadores espaciales y otros cohetes, estos utilizan el “*Common Extensible Cryogenic Engine* o CECE (Motor a Reacción Común Criogénico y Extensible), el cual tiene como elementos energéticos una mezcla de oxígeno líquido a -183°C e hidrógeno en estado líquido a -253°C . En el proceso de quemado de estos dos gases criogénicos, el motor expulsa un gas compuesto de vapores a muy elevada temperatura que es capaz de crear empuje a estas naves (National Aeronautics and Space Administration, 2010).

También existen aplicaciones del hidrógeno en celdas de combustible para barcos pequeños, como por ejemplo el *Ross Barlow* de 18 metros de eslora, con una celda de

combustible de 1kW, y un almacenamiento de energía (en hidrógeno) equivalente a 47 kWh (ScienceDaily, 2011). Sumado a lo anterior, un reportaje en el diario español ABC, da a conocer una alianza entre General Motors y la Marina Estadounidense para lograr submarinos no tripulados con autonomía de 60 días impulsados con celdas de combustible (ABC Español, 2016).

4.3 Tecnología e importancia de la celda de combustible.

La tecnología de las celdas de combustible o fuel cell tiene 177 años de antigüedad. La primera celda de combustible se le atribuye a Sir William Grove en 1839. Ya en 1894 Wilhelm Ostwald (Electroquímico) demostró para aquel entonces la superioridad de usar “celdas de combustible o FC” contra las máquinas de vapor y otras tecnologías de quemado de combustible fósil. Por muchos años el desarrollo tecnológico en las FC fue mínimo, debido a la aparición del generador dinamo (1866, Siemens), máquinas de combustión (1876, Otto; 1897, Diesel) y la turbina a gas (1900, Stolze). Trabajos más intensivos en lograr mejoras en las FC se realizaron en los años 1950 en Inglaterra, Alemania y Estados Unidos. Grandes avances se hicieron en la NASA, quienes desarrollaron para las misiones Geminis y Apollo (1968) una celda de combustible alcalina. En 1997 DaimlerChrysler y Toyota anunciaron que fabricarían los primeros vehículos en serie con fuel cell para el 2004.

Con el objetivo de acelerar los desarrollos y optimizar la colocación de recursos económicos tanto Estados Unidos a través del Departamento de Energía (DOE) y la Unión Europea crearon organizaciones netamente ligadas a Fuel Cells e Hidrógeno:

Estados Unidos: Hydrogen and Fuel Cell Program, <https://www.hydrogen.energy.gov>.

Unión Europea: Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, <http://www.fch.europa.eu/>
Sumado a lo anterior Estados Unidos tiene en el Departamento de Energía la “Office of Energy Efficiency & Renewable Energy”, la cual administra información y recursos para el desarrollo de tecnologías asociadas al hidrógeno.

Fuera de las organizaciones gubernamentales, se ha creado una serie de asociaciones en torno a las tecnologías del hidrógeno, entre algunas de ellas tenemos: International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy (<http://www.iphe.net>), Fuel Cells 2000 (<http://www.fuelcells.org/>), Asociación Española de Pilas de Combustible (<http://www.appice.es/app.php>), The Scottish Hydrogen and Fuel Cell Association (<http://www.shfca.org.uk/>), Canadian HydrogenFuel Cell Association (www.chfca.ca/), EuropeanHydrogen and Fuel Cell Association (<http://www.h2euro.org/>).

Con la evolución en la ingeniería y las ciencias, las celdas de combustible se fueron configurando de diversas maneras, con diversos metales para su construcción en ánodo y cátodo y con diversos electrolitos, y temperaturas de operación. Las más utilizadas se incluyen en la Tabla 4-4.

Tabla 4-4 Resumen comparativos celdas de combustible.

Tipos de Celdas de Combustible	Material Electrolito	Aplicaciones	Ventajas	Desventajas
PEM: FC de electrolito de membrana polimérica	Polímero conductor de protones. (cargas positivas)	<ul style="list-style-type: none"> - Energía portátil. - Sistemas de transporte. - Sistemas de energía estacionario. 	<ul style="list-style-type: none"> - Construcción sólida (sin partes móviles). - Opera a temperaturas relativamente bajas (en torno a 90°C) 	<ul style="list-style-type: none"> - Extremadamente sensible a impurezas en el combustible. - Uso de metales preciosos en los catalizadores. - Sólo usa hidrógeno de alta pureza como combustible.
SOFC: FC de óxidos solidos	Conductor cerámico (poroso) de iones óxidos.	<ul style="list-style-type: none"> - Energía en sistemas estacionarios. - Camiones pequeños. 	<ul style="list-style-type: none"> - Amplia gama de combustibles. - Sólida y robusta. 	<ul style="list-style-type: none"> - Opera a altas temperaturas, en torno a 980°C. - Materiales de alto costo.
MCFC: FC de carbonato fundido	Electrolito compuesto por una mezcla de sales de carbonato fundido en suspensión en una matriz porosa, químicamente inerte de litio de cerámica de óxido de aluminio.	<ul style="list-style-type: none"> - Plantas de potencia. 	<ul style="list-style-type: none"> - Amplia gama de combustibles. - Alta eficiencia. 	<ul style="list-style-type: none"> - Electrolito muy corrosivo. - Opera a alta temperatura, sobre 650°C. - Uso de metales preciosos en los catalizadores.
AFC: FC alcalina	Hidróxido de potasio en agua.	<ul style="list-style-type: none"> - Sistemas de energía y agua. - Vehículos espaciales. 	<ul style="list-style-type: none"> - Eficiencia sobre 70%. 	<ul style="list-style-type: none"> - Muy sensible al dióxido de carbono. - Solo usa hidrógeno como combustible.
PAFC: FC de ácido fosfórico	Utiliza ácido fosfórico líquido como un electrolito. El ácido está contenido en una matriz de carburo de silicio unido con teflón.	<ul style="list-style-type: none"> - Sistemas de energía estacionaria. - Plantas de potencia. 	<ul style="list-style-type: none"> - Con importante desarrollo comercial. - Opera en torno a 200°C 	<ul style="list-style-type: none"> - Electrolito muy corrosivo. - Inestable a altas temperaturas. - Solo hidrógeno como combustible.

Fuente: Extracto (Department Of Energy U.S. - Energy Efficiency & Renewable Energy, 2016).

Entre los principales fabricantes mundiales de Fuel Cells tenemos las que aparecen en la Tabla 4-5 (la tabla ampliada se encuentra en ANEXO II):

Tabla 4-5 Resumen fabricantes de fuel cell.

#	Empresa	Ubicación
1	Acumentrics SOFC Corporation	Westwood, Massachusetts, EE.UU.
2	AFC Energy	Surrey, Reino Unido
3	Alteryg Systems	Folsom, California, EE.UU.
4	Automotive Fuel Cell Cooperation Corp.	Burnaby, BC, Canadá
5	Ballard Power Systems	Burnaby, Canadá
6	BIC Consumer Products	Shelton, Connecticut, EE.UU.
7	Bloom Energy	Sunnyvale, California, EE.UU.
8	Cellkraft AB	Stockholm, Suecia
9	Ceramic Fuel Cells Ltd.	Noble Park, Australia
10	ClearEdge Power	Hillsboro, Oregon, EE.UU.

Fuente: Construcción propia con datos de (Fuel Cells 2000).

Las celdas de combustible (o Fuel Cell) resultan de gran importancia, debido a los siguientes puntos estratégicos:

- Dependiendo del combustible utilizado y el proceso para llegar al mismo, por ejemplo, el hidrógeno producido por procesos de electrólisis donde la fuente energética para la disociación del átomo H_2O es con fuentes renovables, las celdas de combustible pasan a ser sistemas de generación sin emisiones de GEI, donde sus elementos de salida son vapor de agua y calor.
- El hidrógeno con una baja huella de carbono, tiene el potencial de facilitar la reducción significativa de las emisiones de CO_2eq relacionadas con la energía y contribuir a limitar el aumento de la temperatura global a $2^\circ C$, como se indica en la variante alta de hidrógeno (alta H_2 2DS) de la “*IEA Energy Technology Perspectives (ETP)*”.
- Debido al avance tecnológico, este tipo de sistemas pueden ofrecer excelentes prestaciones energéticas para medios de transporte. Si consideramos que el sector

transporte aporta con un 28% de las emisiones de GEI (países OCDE, al año 2013 según la Agencia Internacional de Energía), el impacto que puede producir el masivo ingreso de hidrógeno y celdas de combustible a sistemas de transporte público y privado puede ser de gran envergadura, apoyando la disminución del 28% de emisiones del sector transporte.

- Ante escenarios de mediano y largo plazo de altos costos de los hidrocarburos y escases de los mismos, el hidrógeno y sus tecnologías de conversión de energía pasan a tomar un importante rol en la sociedad, siendo un camino energético sustentable para los acelerados cambios tecnológicos y avances industriales en los cuales estamos inmersos.
- Desde una perspectiva simplista de la lógica de operación de la cadena completa para utilizar fuel cell en base a hidrógeno, virtualmente esta tecnología ofrece prestaciones de suministro eléctrico y almacenamiento de energía a costo variable CERO. (considerando que el suministro eléctrico de los electrolizadores proviene de sistemas renovables).

4.4 Tecnología de producción de hidrógeno.

El hidrógeno a pesar de ser un gas simple en su estructura atómica, no se encuentra de forma natural en nuestro planeta, salvo en pequeñas cantidades en las capas más superiores de la estratosfera. Considerado esto, para el desarrollo de las tecnologías asociadas a este elemento es necesario “producir” hidrógeno. Al año 2009, los procesos de reformado de metano producían un 48% del hidrógeno a nivel mundial, la gasificación de carbón un 18% y los sistemas de electrolisis de agua solo un 1% (Ball, 2009).

Existen 3 grandes formas de producir hidrógeno:

1. Mediante algún proceso que divida la molécula de agua, en Oxígeno e Hidrógeno, y que naturalmente este hidrógeno quede confinado en algún sistema de almacenamiento.

2. Mediante procesos termoquímicos que liberan el hidrógeno de ciertos elementos orgánicos.
3. Mediante procesos biológicos, los cuales se producen en ciertos microorganismos.

4.4.1 Producción de hidrógeno por disociación molecular del agua.

La molécula de agua se puede disociar en sus dos elementos fundamentales: oxígeno e hidrógeno. Para dividir la molécula se requieren 286 kJ/mol, o 123MJ (34,17 kWh) para producir 1 kg de hidrógeno; esta energía puede ser térmica o eléctrica.

Electrolisis

En este proceso se utiliza energía eléctrica para separar el oxígeno del hidrógeno del agua y se produce en equipos denominados “Electrolizadores”.

Los electrolizadores de forma similar a las celdas de combustible, poseen un ánodo y un cátodo, salvo que funcionan de forma ligeramente diferente (proceso inverso a la celda de combustible). El hidrógeno producido por esta tecnología puede resultar sin emisiones de gases de efecto invernadero, además puede ser acoplado muy bien a sistemas de energías renovables.

Electrolizadores PEM: En la Figura 4-2 se aprecia un electrolizador PEM (membrana de electrolito polimérico):

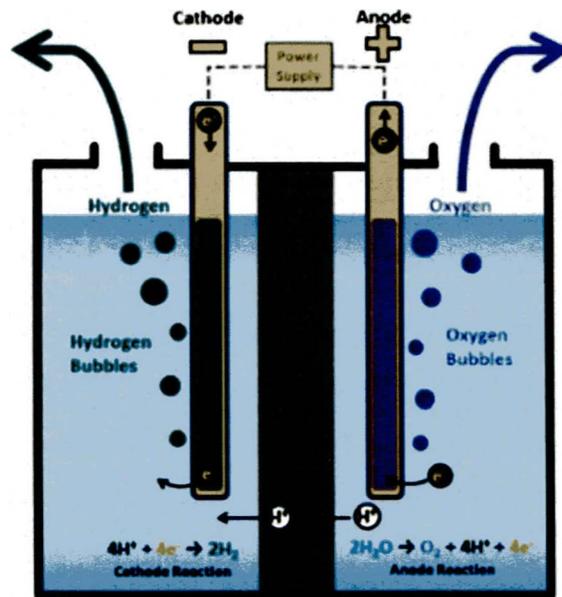


Fig. 4-2 Esquema electrolizador PEM.

Fuente: (Oficina de Eficiencia Energética y Energía Renovable EE.UU., 2016).

En este tipo de electrolizadores, el electrolito es una membrana sólida de plástico. Al aplicar una diferencia de potencia entre el cátodo y el ánodo, el agua reacciona en el ánodo y forma oxígeno e iones de hidrógeno con carga positiva (protones). Seguido, los electrones fluyen a través del circuito externo y los iones positivos de hidrógeno atraviesan la PEM al cátodo. En el cátodo, los iones de hidrógeno se combinan con los electrones del circuito externo para así formar gas hidrógeno (H₂).

Este tipo de electrolizador será utilizado para análisis posteriores.

Electrolizadores Alcalinos: Este tipo de electrolizadores opera moviendo iones de hidróxido (OH⁻) a través del electrolito, movimiento que va de cátodo a ánodo, con hidrógeno que se genera en el lado del cátodo. En este caso el electrolito es una solución líquida alcalina de sodio o hidróxido de potasio. Existen desafíos tecnológicos que apuntan a la construcción de membranas sólidas alcalinas.

Electrolizadores de óxido sólido: Esta tecnología usa material cerámico como electrolito. A través de este material cerámico pasan de forma selectiva iones negativos

de oxígeno (O_2^-) a muy altas temperaturas. Además, el proceso para generar hidrógeno es distinto a los anteriores sistemas: el agua se combina con los electrones del circuito externo para formar iones negativos de oxígeno y gas de hidrógeno. Los iones negativos de oxígeno atraviesan el material cerámico y reaccionan en el ánodo para formar gas oxígeno y generar electrones para el circuito externo.

Este tipo de electrolizadores debe operar a temperaturas muy altas que van de 700 a 800 °C para que la membrana de óxido sólido pueda funcionar adecuadamente (comparativamente con los electrolizadores PEM que operan a temperaturas que van de 70 a 90°C). Los electrolizadores de óxido sólido pueden utilizar eficazmente el calor disponible en estas elevadas temperaturas, con lo que se reduce la cantidad de energía eléctrica necesaria para producir hidrógeno a partir del agua. Una de las fuentes de calor que pueden utilizar es la proveniente de la energía nuclear) (Oficina de Eficiencia Energética y Energía Renovable EE.UU., 2016).

Disociación termoquímica del agua.

Este tipo de tecnología requiere altas temperaturas, que pueden oscilar entre 500 y 2000°C, para generar diversas reacciones químicas y así producir hidrógeno.

Principalmente se dan dos tipos de grupos asociados a este tipo de tecnologías:

Concentración de calor solar: Son tecnologías en fase de desarrollo e investigación, las cuales tienen como lógica de operación concentrar en un reactor termoquímico la radiación solar con un campo de espejos. En este reactor mediante procesos térmicos y químicos se produce la disociación de la molécula de agua produciendo hidrógeno.

Uso de calor de reactores nucleares: este tipo de desarrollos se está aplicando a reactores HTGR (high temperature gas cooled reactor) o VHTR (very high temperature reactor) Un diagrama esquemático de una planta de hidrógeno nuclear usando electrolisis de alta temperatura se aprecia en la Figura 4-3.

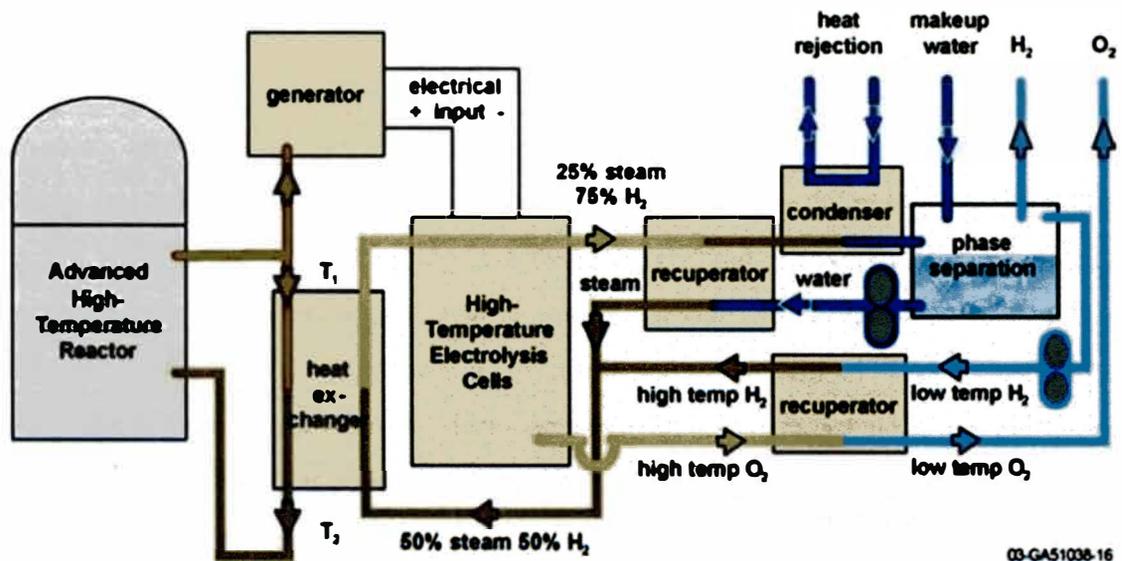


Fig. 4-3 Diagrama sistema electrolizador de alta temperatura acoplado a reactor nuclear avanzado.

Fuente: (DOE - Office of Nuclear Energy, Science and Technology).

En la figura 5-2, se esquematiza el acoplamiento entre un electrolizador de alta temperatura con un reactor nuclear avanzado de alta temperatura (AHTR). El reactor nuclear entrega electricidad y vapor de agua a la celda electrolítica. El generador de vapor, entrega vapor sobrecalentado las celdas del electrolizador, a una temperatura de 750 a 950°C, y a una presión de 1 a 5 MPa. El gas de entrada contiene vapor e hidrógeno para mantener condiciones de reducción.

4.4.2 Producción de hidrógeno mediante procesos termoquímicos en compuestos orgánicos.

Este tipo de tecnologías para producir hidrógeno es una de las más utilizadas a nivel mundial. Por lo general, este tipo de sistemas disocia moléculas de hidrocarburos para extraer el hidrógeno.

Reformado de gas natural (reformado de metano con vapor): Una gran parte de la producción mundial de hidrógeno se realiza mediante esta técnica (EE.UU. en torno al 95%). La base de esta tecnología es captar el hidrógeno de la molécula de metano CH_4 , proceso que se realiza a altas temperaturas, las cuales pueden oscilar entre 700 y

1.000°C. En este proceso el metano reacciona con vapor de agua a presiones relativamente bajas (3 a 25 bares) en presencia de un catalizador para producir hidrógeno, monóxido de carbono y cantidades menores de dióxido de carbono. Este proceso es endotérmico, o sea, requiere de calor para que la reacción se efectúe. Seguido, viene el proceso en el cual el monóxido de carbono y el vapor de agua se hacen reaccionar usando un catalizador para producir dióxido de carbono más hidrógeno. Finalmente, en el proceso de adsorción con oscilación de presión, el dióxido de carbono y otras impurezas se eliminan del flujo de gas saliente, para así dejar un hidrógeno relativamente puro. Este proceso es también válido para otros combustibles, tales como: etanol, propano o incluso gasolina.

Gasificación de carbón: La gasificación de carbón es un método que produce energía, combustibles líquidos, productos químicos e hidrógeno. Para este análisis, el H₂ se produce en una primera instancia al reaccionar carbón con oxígeno y vapor de agua a altas temperaturas y presiones, para así formar un gas de síntesis, la cual es una mezcla que contiene principalmente monóxido de carbono e hidrógeno. En el siguiente proceso, se eliminan impurezas del gas de síntesis, el monóxido de carbono se hace reaccionar con vapor, a través de la reacción de desplazamiento del vapor de agua para producir hidrógeno y dióxido de carbono adicional. El hidrógeno se aísla mediante un sistema de separación y los flujos de dióxido de carbono altamente concentrado pueden ser capturados y almacenados.

Gasificación de biomasa: La biomasa es un recurso orgánico, el cual incluye desechos de cultivos agrícolas, residuos forestales, residuos sólidos municipales orgánicos y desechos de animales.

Este tipo de procesos al igual que el reformado de metano son tecnologías maduras, y son procesos gobernados por calor, vapor y oxígeno, todos en alianza para producir hidrógeno y otros productos.

El proceso de gasificación convierte materiales orgánicos (con carbono) o hidrocarburos en monóxido de carbono, hidrógeno, dióxido de carbono y otros volátiles; lo anterior se produce a temperaturas superiores a 700°C, sin combustión. El monóxido de carbono reacciona con el agua para formar dióxido de carbono más hidrógeno a través de una reacción de desplazamiento agua-gas. Membranas especiales o adsorbedores pueden separar el hidrógeno del flujo de gas del proceso.

Reformado de derivados líquidos de biomasa: Los derivados líquidos de la biomasa, incluyendo el etanol y bio-aceites, pueden reformarse para producir hidrógeno en un proceso similar al reformado de gas natural. Los principales pasos de este proceso son:

1. El derivado líquido de la biomasa se hace reaccionar con vapor de agua a altas temperaturas en presencia de un catalizador para producir gas reformado. Este gas tiene como componentes principales: hidrógeno, monóxido de carbono y algo de dióxido de carbono.
2. Hidrógeno y dióxido de carbono adicional se producen por reacción del monóxido de carbono (del primer paso) con vapor a alta temperatura, en la reacción de desplazamiento de agua-gas.
3. Finalmente, el hidrógeno se separa y se purifica.

4.4.3 Producción de hidrógeno mediante procesos biológicos.

Conversión de biomasa microbiana: Este proceso aprovecha la capacidad de microorganismos para consumir, digerir biomasa y liberar hidrógeno. Aun no son sistemas de gran escala, pero el Departamento de Energía de Estados Unidos espera sean sistemas comerciales a mediano y largo plazo. Algunos de estos procesos son:

Biofotólisis directa: Se produce hidrógeno y oxígeno gracias al agua y a la luz solar. Se utilizan ciertos microorganismos que se encuentran en algas verdes, los cuales necesitan periodos de incubación a oscuras para la síntesis y activación de enzimas que participan del metabolismo del hidrógeno (hidrogenasas irreversibles y reversibles).

Biofotólisis indirecta: Es realizado por algas verdes-azules y cianobacterias, donde a partir del proceso fotosintético del dióxido de carbono es fijado a sustratos con alta cantidad de hidrógeno endógeno, produciendo luego hidrógeno molecular cuando estas bacterias se incuban anaeróbicamente.

Fotofermentación: Aquí están involucradas bacterias purpuras no sulfurosas, las cuales pueden producir H₂, catalizado por la nitrogenasa en condiciones de bajas concentraciones de nitrógeno. Este proceso requiere luz solar. (Bedoya, Castrillon, Ramirez, Vasquez, & Zabala, 2007).

En términos generales, la lógica de funcionamiento de estos sistemas, está basada en la fermentación mediante algunas bacterias específicas, las cuales descomponen la materia orgánica para producir hidrógeno. Por lo general estos métodos no requieren luz, por lo que son llamados “métodos de fermentación a oscuras”, a excepción de la *fotofermentación*.

En procesos de fermentación directa, los microorganismos pueden producir directamente H₂. Estos microbios pueden descomponer las moléculas complejas a través de muchas formas diferentes, y los subproductos pueden ser combinados con algunas enzimas para producir hidrógeno. Hoy en día, la investigación está enfocada en mejorar la tasa de producción de hidrógeno y como producir más hidrógeno con la misma cantidad de materia orgánica, o sea mejorar los rendimientos de estos sistemas.

Lo más nuevo en este tipo de tecnologías, son las MEC, “cubas de electrolisis microbiana”. Estos son dispositivos que utilizan la energía y protones producidos por algunos microorganismos para descomponer materia orgánica. A eso se le añade una pequeña corriente eléctrica para producir hidrógeno. (Oficina de Eficiencia Energética y Energía Renovable EE.UU., 2016)

4.5 Tecnología de almacenamiento de hidrógeno.

El hidrógeno es un elemento energético que puede ser almacenado de tres formas: licuado, en estanques como gas con presiones que van desde 200 a 700 bares y en sistemas de hidruros metálicos.

4.5.1 Tecnología de almacenamiento en hidruros metálicos.

Estos sistemas resultan ser altamente seguros, debido a que pueden almacenar hidrógeno a baja presión, del orden de 5 bares, en comparación a otras alternativas de almacenamiento de hidrógeno en estanques a alta presión, la cual va de 200 a 700 bares.

La base de los estanques con hidruros metálicos es muy simple, son estanques con estructuras de aleaciones de metales con una alta capacidad de retener hidrógeno dentro de su red cristalina.

El proceso para cargar y descargar hidrógeno en los tanques de HM¹⁹, está gobernado principalmente por la temperatura:

Carga de hidrógeno en estanque de HM: Proceso exotérmico.

Descarga del hidrógeno de un estanque de HM: Proceso endotérmico.

El proceso de hidrogenar el metal sólido, produce una fase de crecimiento del hidruro metálico resultando una expansión de la red. Dependiendo del contenido de hidrógeno absorbido, el volumen de expansión puede ser del orden de un 30 – 40%. Cuando el HM comienza a liberar hidrógeno molecular, la red comienza a contraerse nuevamente hacia su estado original. Cualquier estanque que opere en estas condiciones, debe estar preparado para esta expansión (30 – 40%). Ajustar las tensiones asociadas a la expansión del HM, determina la presión del recipiente de almacenamiento de hidrógeno (Song, y otros, 2014).

¹⁹ HM abreviatura de “Hidruro Metálico”.

Dentro de la industria de almacenamiento de hidrógeno en HM²⁰, se encuentra LabTech, fundada en 1993, con centro de operaciones en Sofía, Bulgaria. Ellos poseen un sólido centro de investigación, son uno de los más grandes productores de sistemas de almacenamiento de hidrógeno y son uno de los fabricantes más importantes de estanques de HM para aplicaciones móviles y estacionarias en Europa. Entre sus productos más colocados en el mercado, se encuentran los estanques de 1.500 NI²¹, de 5.000 NI, de 10.000 NI y de 20.000 NI.

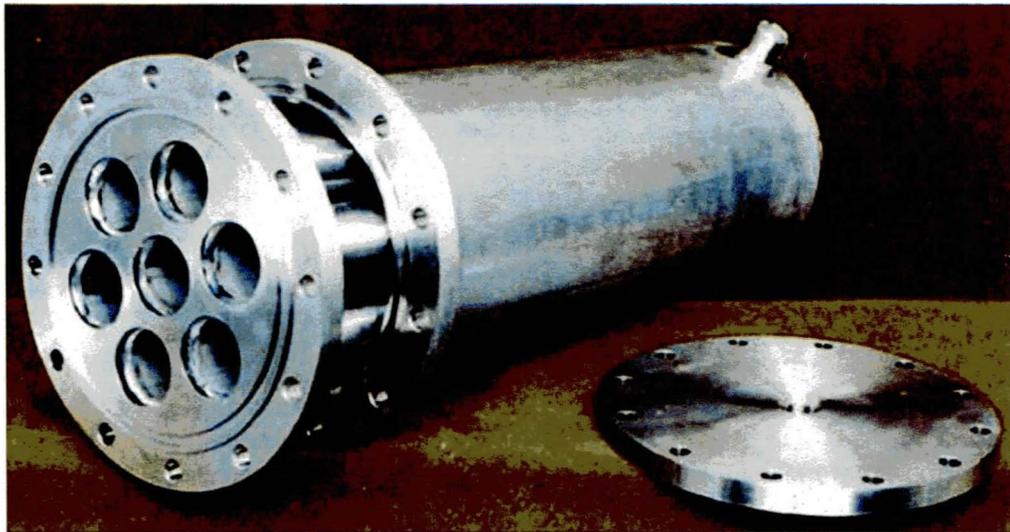


Fig. 4-4 HBond 5000L – LabTech ®.

La gran ventaja que tiene esta tecnología es que no requiere el proceso intermedio de comprimir el hidrógeno a la salida del electrolizador, o sea, el electrolizador se puede conectar directamente a los estanques de hidruro metálico. Además, son sistemas ideales para aplicaciones estacionarias.

4.5.2 Tecnología de almacenamiento de hidrógeno presurizado.

El hidrógeno puede ser almacenado en estanques livianos presurizados a 200 bares. A modo de ejemplo, está la compañía Hexagon Lincoln. Esta compañía posee la línea

²⁰ Hidruros Metálicos.

²¹ NI: se refiere a litros en condiciones normales de presión y temperatura.

Tuffshell Hydrogen²², estanques certificados para el almacenamiento de hidrógeno, fabricados en materiales compuestos (fibra de carbono), 70% más liviano que el acero de los estanques tradicionales y 10 veces más liviano²³ que un estaque de HM. Este sistema de almacenamiento lo coloca en una posición altamente competitiva para soluciones móviles.

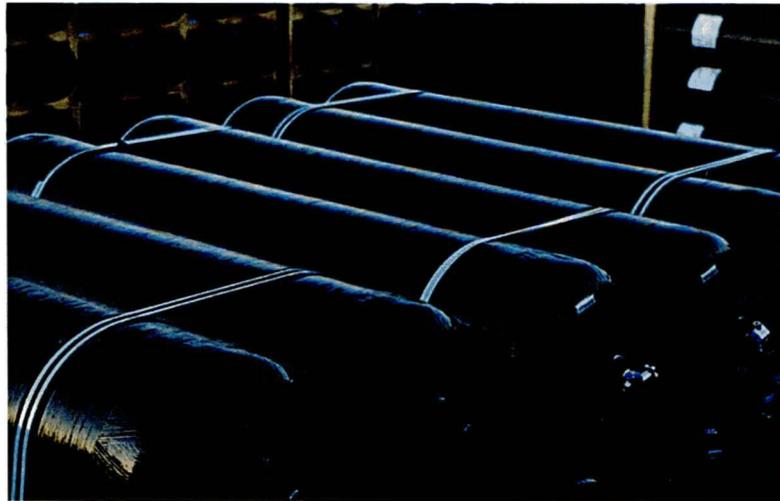


Fig. 4-5 Estanques de Material Compuesto, TUFFSHELL ®.

También existen sistemas de almacenamiento en estanques que cumplen con rigurosos estándares de seguridad, y almacenan hidrógeno en rangos de presión que van de 350 a 700 bar. Las normas aplicadas a los estanques presurizados son: ISO 11439 (Europa), NGV-2 (EE.UU.), TUV (Alemania) y el Instituto de Seguridad de alta presión de gas de Japón (KHK). El uso más común de estos estanques es en los FCEVs²⁴.

La desventaja que tienen los sistemas presurizados es el proceso de comprimir el hidrógeno, pues se requieren compresores especiales por el tipo de gas (compresores de diafragma), los cuales son técnicamente más complejos que compresores estándar y disminuyendo el ciclo neto de eficiencia de almacenamiento.

²² <http://www.hexagonlincoln.com/product-lines/tuffshell>; <https://youtu.be/yHSrLOgtmyk>.

²³ Si consideramos mismas masas de hidrógeno almacenado.

²⁴ Vehículos eléctricos con celdas de combustible.

4.5.3 Tecnología de almacenamiento en estado líquido.

El hidrógeno también puede llevarse a su estado líquido para almacenarse y también transportarse, aunque esta es una de las tecnologías de mayor costo.

El hidrógeno debe bajar su temperatura a -253°C para llegar a su fase líquida, donde alcanza una densidad de 70 kg/m^3 . En estas condiciones el hidrógeno líquido logra una excelente densidad energética en función a su volumen, pero el alto costo de llevar a esas temperaturas este vector energético (del orden de un 30 a 40% de la energía que se almacene) hace que esta tecnología tenga aplicaciones muy específicas, como por ejemplo los transbordadores espaciales. Además, los estanques donde se debe almacenar el LH²⁵ son de alto costo por su alta capacidad de aislamiento térmico. Además, resulta importante considerar que en los mejores estanques existe una pérdida de al menos un 1% diario del hidrógeno almacenado.

4.5.4 Comparación de sistemas de almacenamiento de hidrógeno.

Desde una perspectiva de unidad de masa de hidrógeno sobre volumen de contenedor se tiene lo mostrado en la Figura 4-6:

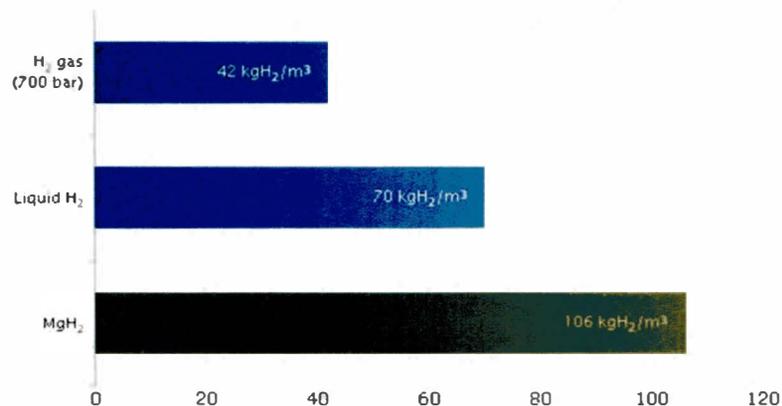


Fig. 4-6 Capacidad de almacenamiento de hidrógeno según tecnología.
Fuente: (McPhy Energy S.A., 2016).

²⁵ Hidrógeno líquido.

Donde se aprecia la menor densidad en gas presurizado y una mayor performance en almacenamiento en hidruros metálicos.

Ahora, desde una perspectiva económica, se tiene la Figura 4-7 donde se muestra el comportamiento de costo total de relleno de hidrógeno por ciclo, contra la capacidad de almacenamiento en masa de hidrógeno:

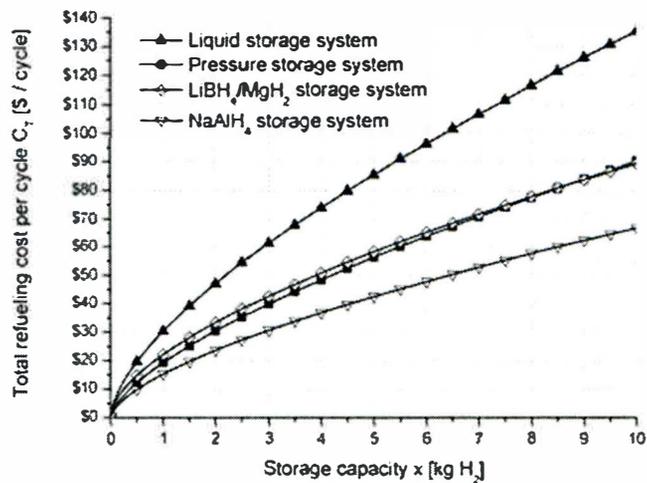


Fig. 4-7 Gráfico costo recarga de hidrógeno según capacidad de almacenamiento y tecnología²⁶.

Fuente: (Jepsen, 2014).

En tal gráfico se aprecia el mejor comportamiento del hidruro metálico NaAlH₄, teniendo menores costos de relleno por ciclo, contra sus competidores en sistemas de hidrógeno en estado líquido o hidrógeno a presión. Además, se aprecia con claridad que los sistemas de hidrógeno en estado líquido son los más costosos.

Ahora, si asumimos una carga de 4 kilogramos de hidrógeno, podemos apreciar el comportamiento de llenado de estanques de distintas tecnologías en la Figura 4-8:

²⁶ Los sistemas de almacenamiento a presión tienen rangos de llenado y operación que oscila entre 200 y 700 bar.

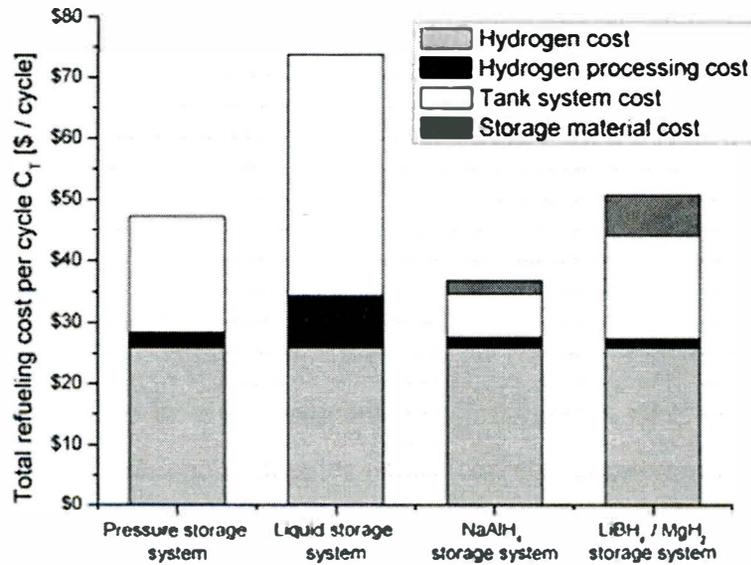


Fig. 4-8 Gráfico costo recarga de hidrógeno según tecnología.
Fuente: (Jepsen, 2014).

Donde también se distingue el alto costo de almacenar los 4 kg en sistemas de hidrógeno licuado, el cual llega casi a los USD 75, y el sistema de hidruro metálico con la aleación NaAlH₄ solo llega a USD 37. También se aprecia el gran componente del costo del tanque y del procesamiento del hidrógeno en los sistemas de almacenamiento líquido, en comparación con las otras tecnologías.

CAPÍTULO 5 DIMENSIONAMIENTO PLANTA HIDRÓGENO

Considerando las cantidades de energía que se pierden en los sistemas analizados en el Capítulo 2, se esquematizan dos tipos de plantas:

1. Planta productora de hidrógeno (Sistemas Power To Gas).
2. Planta productora de energía en base a hidrógeno.

Cabe destacar que todos los dimensionamientos presentados en el presente documento están contruidos en base a componentes reales, con costos referenciales o reales según sea el equipo.

Para efectos prácticos de análisis, todos los flujos relacionados con hidrógeno serán en unidades de masa / unidades de tiempo, o sea, kg/h, o solo en términos de unidades de masa, con esta conversión se simplifica el proceso de conversiones en los distintos componentes.

Además, se utilizarán configuraciones de potencia instalada lo más próximo a lo declarado en el sub capítulo 2.3.1. Asimismo, la locación debe ser la más próxima a las centrales declaradas en las tablas Tabla 2-4 la página 24 (PE Taltal, PSF Luz del Norte o PSF Salvador) en la Región de Atacama.

5.1 Planta productora de hidrógeno.

Esta planta se dimensionada para utilizar los diferentes escenarios de vertimientos de energía declarados en el capítulo 2 para la producción de hidrógeno. Esquemáticamente el sistema es lo mostrado en la figura 5-1.

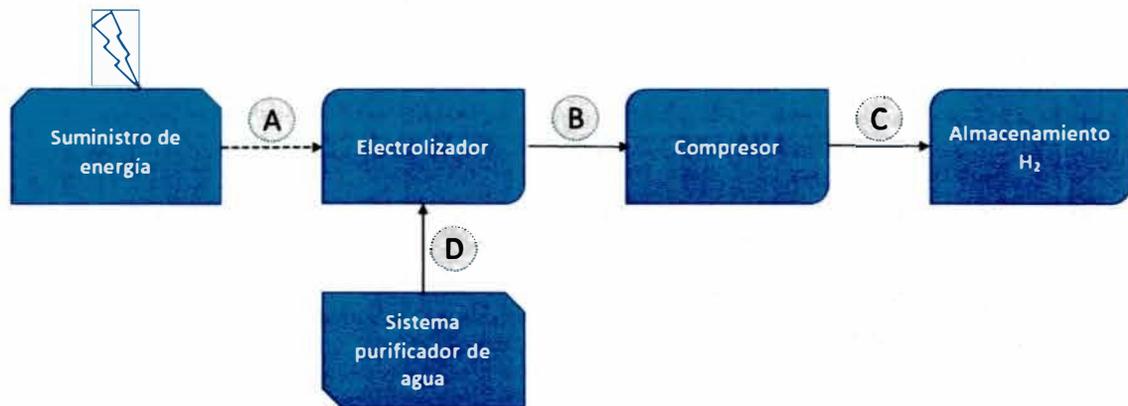


Fig. 5-1 Esquema planta productora de hidrógeno.

Los flujos que existen entre los diversos sistemas son:

- A. Energía eléctrica necesaria para producir la división de la molécula de agua en el electrolizador.
- B. Hidrógeno de alta pureza, a máximo 30 bar g, a una tasa de 400 Nm³/h, o 35,96 kg/h²⁷. (Donde Nm³ se refiere a metros cúbicos normales, o sea, metros cúbicos de hidrógeno en condiciones normales de presión y temperatura)
- C. Hidrógeno de alta pureza comprimido a 207 bares.
- D. Agua purificada y desionizada según ISO 3696, grado 2.

5.1.1 Producción de hidrógeno.

El método utilizado para producir hidrógeno es mediante un electrolizador tipo PEM, debido a que es capaz producir hidrógeno de alta pureza y operar a bajas temperaturas (no superiores a 100°C). El equipo analizado pertenece a la empresa *Proton*, el modelo *M Series PEM Electrolysers*. Este equipo se utilizó pues se logró levantar información técnica y de sus precios de venta exwork directamente desde el fabricante, además son sistemas que producen hidrógeno con un alto grado de pureza. Las características relevantes de este electrolizador son:

²⁷ El flujo volumétrico convertido a masa resulta de multiplicar las condiciones volumétricas del gas en condiciones Normales por la densidad en condiciones normales, $\rho = 0,08989274 \text{ gr/l}$ (@ 273,15K y 1atm).

Tabla 5-1 Características electrolizador M Series PEM Electrolysers.

Sistema Electrolito	PEM
Producción de hidrógeno	400 Nm ³ /h
Presión de entrega de H ₂	30 bar
Pureza del H ₂	99,9995%
Consumo agua	12 l/min
Calidad del agua	Desionizada ISO 3696 Grado 2
Suministro energía	10 kV a 20 kV – 3 fases – 50/60 Hz
Potencia eléctrica del sistema	2 MW

En la Figura 5-2, se aprecia la arquitectura del electrolizador:

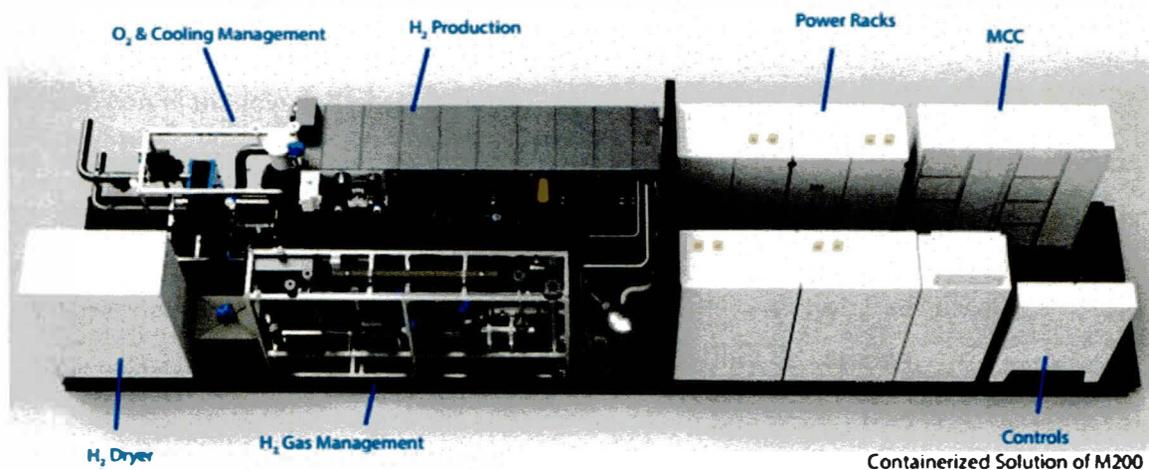


Fig. 5-2 Arquitectura M Series PEM Electrolysers.

Fuente: (Proton, 2016).

5.1.2 Compresión del hidrógeno.

Para efectos de optimizar el almacenamiento y reducir el volumen utilizado por el hidrógeno, se hace necesario este sea almacenado en estanques presurizados. Para lograr almacenarlo en estos estanques, es necesario este sea comprimido con equipos especiales para este tipo de gas, pues al ser una molécula muy pequeña, resulta complejo su proceso de compresión bajo sistemas tradicionales.

El equipamiento elegido para este estudio es de la compañía *PDC Machines*, modelo *PDC13 (dos etapas)*. Este equipo se utilizó pues se logró levantar información técnica y

de sus precios de venta directamente desde el fabricante. Esta compañía es especialista en compresores para hidrógeno y tecnologías asociadas a este gas. Las características relevantes de este compresor son:

Tabla 5-2 Características compresor de hidrógeno.

Presión máxima salida	1.000 bar
Flujo volumétrico a comprimir	3000 Nm ³ /h
Flujo másico a comprimir	269.678 kg H ₂ /h
Potencia	175 kW

5.1.3 Almacenamiento de hidrógeno.

Los estanques de almacenamiento son sistemas pasivos, en los cuales el gas no tiene conversiones termodinámicas. Los estanques seleccionados son de la compañía *Hexagon Lincoln*, con el modelo Tuffshell 3000PSI. Se eligió este tipo de almacenamiento pues es una tecnología de bajo costo, son sistemas livianos para efectos de transporte y además se cuenta con el dato del costo de estos equipos. Las características relevantes de estos estanques son:

Tabla 5-3 Característica estanques de fibra de carbono.

Material	Fibra de carbono
Dimensiones (diámetro x largo)	desde 178 x 650 mm a 405 x 3,630 mm
Peso	desde 4 kg a 109 kg
Presión	207 bar

El estanque elegido es:

Tabla 5-4 Características estanque fibra de carbono seleccionado.

Dimensiones (diámetro x largo)	541 x 2.783 mm
Peso	Aproximadamente 110 kg
Presión	204 bar
Almacenamiento en masa	6,75 kg H ₂

5.1.4 Producción de agua para electrolizador.

Para el adecuado funcionamiento del generador de hidrógeno es necesario un suministro de agua purificada y desionizada. El equipo elegido para estas prestaciones es *AQUA SOLUTIONS' Modelo H-40-C-H*. Este equipo es elegido pues se cuenta con su precio referencial para los próximos análisis económicos. Las principales características de este sistema son las identificadas en la Tabla 5-5:

Tabla 5-5 Características sistema purificación - desionizador agua.

Conductividad	2 a 15 M Ω -cm
Flujo	2 l/min

La Figura 5-3 representa el equipo seleccionado:

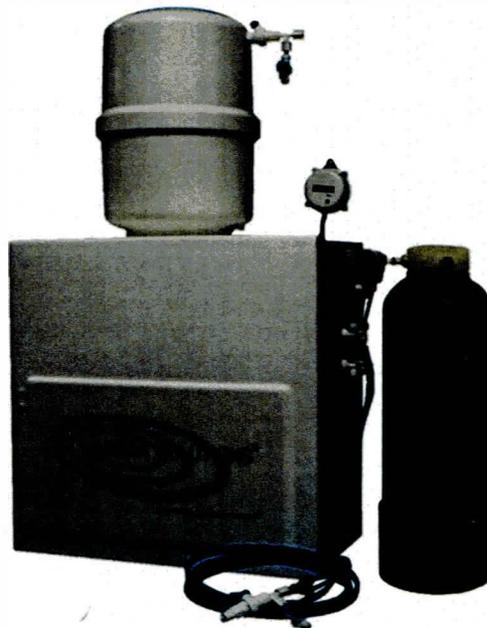


Fig. 5-3 Equipo purificador - desionizador de agua.
Fuente: (Aqua Solutions, 2016).

5.1.5 Dimensionamiento planta productora de hidrógeno.

Con los equipos seleccionados, la configuración inicial se basa en 1 electrolizador y 1 compresor y 1 hora de operación diaria; con esto los parámetros de dimensionamiento son los mostrados en la Tabla 5-6:

Tabla 5-6 Principales parámetros dimensionamiento Modelo 1 - Producción de hidrógeno.

Modelo 1: Producción de hidrógeno - Almacenamiento Estanques Material Compuesto				
	Purificador agua	Electrolizador	Compresor	Almacenamiento
Proveedor	Aqua Solutions	Proton Onsite	PDC Machines	Hexagon Lincoln
Modelo	H-40-C-H	M Series PEM Electrolyzers	PDC13 (dos etapas)	Tuffshell
Cantidad de Equipos	6	1	1	6
Potencia Nominal Unitaria [MW]	0,00044	2	0,175	-
Potencia Nominal Total [MW]	0,00264	2	0,175	-
Generación/Consumo agua @1 hora [l]	720	720	-	-
H ₂ IN [kg/h]	-	-	269,678	-
H ₂ OUT [kg/h]	-	35,957	269,678	-
Energía IN Total @1 hora [MWh]	0,003	2	0,175	-
Indicador A: [kg H ₂ /MWh]	-	17,979	1.541,02	-
Indicador B: [MWh/kg H ₂]	-	0,056	0,001	-
Horas de operación [h]	1	1	0,133	-
Capacidad almacenamiento unitario [kg H ₂]	-	-	-	6,750
Capacidad almacenamiento total [kg H ₂]	40,5			
Hidrógeno almacenado [kg]	35,957			
Potencia instalada [MW]	2,178			
Energía almacenada en H ₂ [MWh]	1,197			
Eficiencia Sistema	59,06%			

La energía almacenada viene dada por:

$$E = \text{Cantidad de hidrogeno [kg]} \times LHV$$

Donde *LHV* es el poder calorífico inferior del hidrógeno, en este caso 119,7 kJ/gr, o también 0,033 MWh/kg.

Para efectos de la eficiencia, esta viene dada por la energía almacenada en 1 hora, versus el consumo energético de la planta, o sea:

$$\eta = \frac{\text{Energía almacenada en H}_2}{\sum \text{Energía consumida}}$$

También se dimensionaron distintas configuraciones, en función de la potencia disponible y de la capacidad de compresión, un resumen de estas configuraciones es el mostrado en la Tabla 5-7 (considerando una hora de operación del electrolizador):

Tabla 5-7 Resumen parámetros relevantes sistemas de producción de hidrógeno.

	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5
Q ²⁸ Purificadores de agua	6	12	18	24	30
Q Electrolizadores	1	2	3	4	5
Q Compresores	1	1	1	1	1
Q Estanques Tuffshell ®	6	11	16	22	27
Tiempo operación compresor [h]	0,13	0,27	0,40	0,53	0,67
H ₂ almacenado [kg]	35,96	71,91	107,87	143,83	179,79
Potencia instalada [MW]	2,18	4,18	6,18	8,19	10,19
Energía almacenada en H ₂ [MWh]	1,20	2,39	3,59	4,79	5,98

5.2 Planta productora de energía en base a hidrógeno (almacenamiento H₂ en hidruros metálicos).

Considerando que se diseñó una infraestructura para producir hidrógeno, resulta interesante analizar una planta que además de generar y almacenar hidrógeno, sea capaz

²⁸ Q: Cantidad.

de generar energía eléctrica utilizando el hidrógeno producido mediante PEM Fuel Cell. Se utiliza una PEM Fuel Cell debido a su rápida capacidad de respuesta en el levantamiento de plena carga, lo cual se debe a que puede operar a temperaturas que no superan los 100°C. Esquemáticamente el sistema es el siguiente:

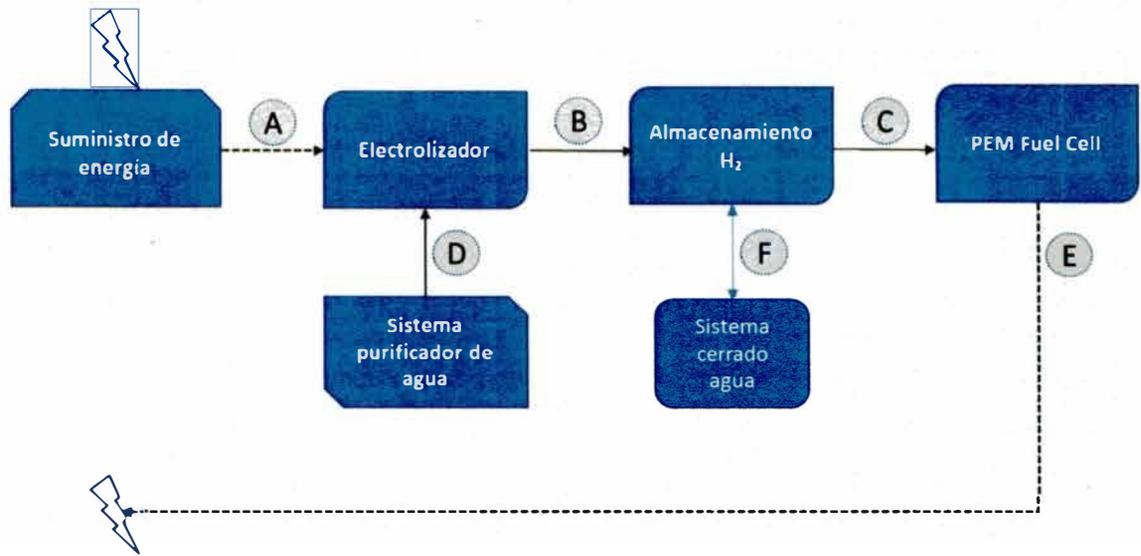


Fig. 5-4 Esquema planta productora de energía (almacenamiento HM).

Los flujos que existen entre los diversos sistemas son:

- A. Energía eléctrica necesaria para producir la división de la molécula de agua en el electrolizador.
- B. Hidrógeno de alta pureza, a máximo 30 bar g, a una tasa máxima de 400 Nm³/h, o 35,96 kg/h.
- C. Hidrógeno de alta pureza 2 a 5 bar.
- D. Agua purificada y desionizada según ISO 3696, grado 2.
- E. Energía eléctrica, 380 – 480 Vac.
- F. Circuito cerrado de agua temperada, para extraer y cargar de hidrógeno el sistema de almacenamiento en hidruros metálicos.

Respecto a los componentes del sistema, se mantienen dos ítems de lo descrito en la sección 5.1, se conserva el electrolizador de *Proton M Series de 2 MW* y el sistema de producción de agua purificada de *Aqua Solutions de 2 l/min*:

5.2.1 Almacenamiento de hidrógeno.

En este diseño el almacenamiento viene dado en estanques de hidruro metálico, pues al tener una línea en la cual la presión se puede mantener o ir degradando progresivamente, se evita el compresor de hidrógeno. La línea de presión es:



Fig. 5-5 Esquema línea de presión.

Los estanques seleccionados pertenecen a la compañía Labtech (Bulgaria), con su modelo HBond 7000L. Se considera este sistema pues se cuenta con su ficha técnica y precios FOB. Las principales características son lo mostrado en la Tabla 5-8.

Tabla 5-8 Características almacenamiento HM (HBond 7000L).

Capacidad de almacenamiento	7.000 NI
Capacidad de almacenamiento	0,629 kg
Diámetro	0,169 m
Longitud	1,65 m
Peso total	98 kg
Peso del hidruro metálico	46 kg
Presión de carga	15 bar
Temperatura máxima de carga	25 °C
Presión de descarga	2 a 10 bar
Temperatura de descarga	10 a 30 °C

Se debe considerar que esta compañía es capaz de producir estanques en función de los requerimientos de cada cliente.

Este sistema requiere un sub sistema de agua temperada, idealmente un circuito cerrado que puede tomar el calor rechazado por la celda de combustible para lograr la temperatura de operación y liberar el hidrógeno del hidruro metálico (“Sistema cerrado agua”).

5.2.2 PEM Fuel Cell.

La celda de combustible utilizada es de la compañía *Hydrogenic* con su modelo *Fuel Cell Power Generator*. Este sistema es uno de los pocos a nivel mundial de alta potencia, y viene siendo un arreglo de una serie de celdas de combustible y sub sistemas que en su conjunto logran la potencia informada por el proveedor. Las características claves de este equipo son lo mostrado en la Tabla 5-9.

Tabla 5-9 Características PEM Fuel Cell (Hydrogenics).

Salida energía eléctrica	1 MWe
Eficiencia eléctrica	49% LHV
Voltaje de salida	380 - 480 Vac
Frecuencia de salida	50 - 60 Hz
Vida útil	20 años
Dimensiones (H x W x L)	2,44 x 3,05 x 15,24 m
Peso	32.000 kg
Pureza hidrógeno	> 99,99%
Consumo H ₂	780 Nm ³ /h ; 70,12 kg/h
Suministro constante energía	30 kW
Calor rechazado	< 2 MW
Temperatura de proceso	70 °C
Emisión ruido	~75 dB

El sistema se puede apreciar en la Figura 5-6:

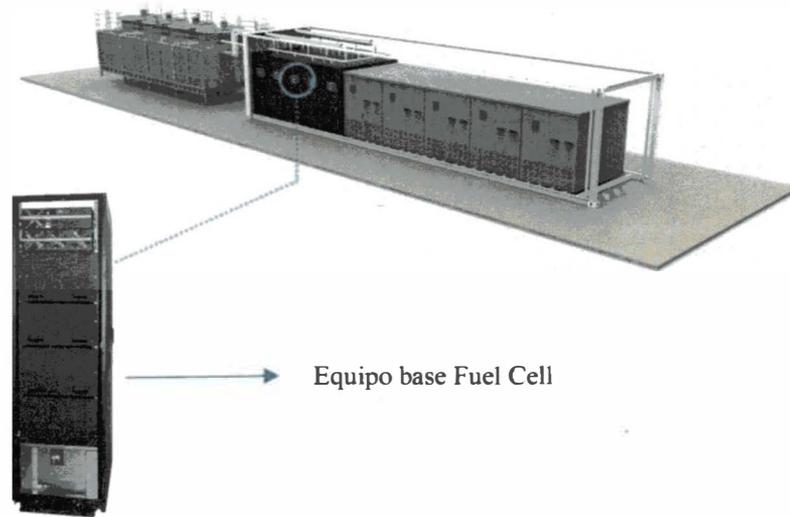


Fig. 5-6 Ilustración PEM Fuel Cell 1MW.
Fuente: (Hydrogenics, 2016).

5.2.3 Dimensionamiento planta productora de energía en base a hidrógeno.

Con los equipos seleccionados, la configuración inicial se basa en 1 electrolizador, 1 celda de combustible y 5 horas aproximadas de operación del fuel cell. El tiempo de operación se estimó considerando un periodo diario que dura la hora punta en los sistemas interconectados (5 horas). Con esto los parámetros de dimensionamiento son los mostrados en la Tabla 5-10:

Tabla 5-10 Principales parámetros dimensionamiento Modelo 1 - Producción de energía (almacenamiento HM).

Modelo 1: Producción de Energía (almacenamiento HM)				
	Purificador agua	Electrolizador	Almac.	Fuel Cell
Proveedor	Aqua Solutions	Proton Onsite	Labtech	Hydrogenics
Modelo	H-40-C-H	M Series PEM Electrolysers	Hbond 7000L	(*)
Cantidad de Equipos	6	2	572	1
Potencia Nominal Unitaria [MW]	0,00044	2	-	1
Potencia Nominal Total [MW]	0,00264	4	-	1
Generación/Consumo agua @1 hora [l]	720	1440	-	-
H ₂ IN [kg/h]	-	0	-	70,116
H ₂ OUT [kg/h]	-	71,914	-	0
Energía IN Total @1 hora [MWh]	0,003	4	-	0,030
Energía OUT Total @1 hora [MWh]	-	0	-	1
Indicador A: [kg H ₂ /MWh]	-	17,979	-	72,285
Indicador B: [MWh/kg H ₂]	-	0,056	-	0,014
Horas de operación	2	5	5	5,128
Energía suministrada [MWh]	-	-	-	5,128
Capacidad de almacenamiento [kg]	-	-	359,788	-
Hidrógeno generado/almacenado [kg]	-	359,571	359,571	-
Eficiencia Sistema	25,6%			

(*)Fuel Cell Megawatt Power Generation Platform

Para efectos de la eficiencia, esta viene dada por la energía que es capaz de entregar el sistema, versus el consumo energético de la planta, o sea:

$$\eta = \frac{\text{Energía entregada por la Fuel Cell}}{\sum \text{Energía consumida}}$$

También se dimensionaron distintas configuraciones, en función de la potencia disponible y de la operación continua del fuel cell por al menos 5 horas, un resumen es estas configuraciones es el siguiente:

Tabla 5-11 Resumen parámetros relevantes sistemas de producción de energía (almacenamiento HM).

	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4
Q ²⁹ Purificadores de agua	6	6	6	6
Q Electrolizadores	2	3	4	5
Q Estanques Hbond	572	858	1144	1430
Q Fuel Cell	1	1	2	2
Tiempo operación sistema agua [h]	2,00	3,00	4,00	5,00
Tiempo electrolizador [h]	5,00	5,00	5,00	5,00
Tiempo fuel cell [h]	5,13	7,69	5,13	6,41
H ₂ almacenado [kg]	359,57	539,68	719,14	898,93
Potencia instalada IN [MW]	4,00	6,00	8,00	10,00
Potencia instalada OUT [MW]	1,00	1,00	2,00	2,00
Energía suministrada FC [MWh]	5,13	7,69	10,26	12,82

5.2.4 Dimensionamiento planta productora de energía en base a hidrógeno con almacenamiento de hidrógeno en estanques de fibra de carbono.

Si consideramos que los estanques seleccionados de hidruro metálico (Proveedor Labtech, Bulgaria) tienen un costo unitario de USD 8.500 y la muy elevada cantidad de estanques necesarios para almacenar hidrógeno, resulta clave para los posteriores análisis económicos dimensionar una planta capaz de almacenar hidrógeno en estanques de fibra de carbono a media presión 204 bar. Con esta medida se reduce considerablemente la inversión inicial de la planta. Para tener una apreciación del elevado costo de almacenamiento, se tiene la siguiente tabla comparativa de estanques de similares dimensiones externas:

²⁹ Q: Cantidad.

Tabla 5-12 Comparación sistemas de almacenamiento de hidrógeno.

	HBond 5000L (Estanque HM)	Tuffshell (fibra de carbono)
Diámetro [m]	0,17	0,18
Largo [m]	1,01	1,05
Volumen externo [m ³]	0,022	0,024
Peso [kg]	76	7
Masa de H ₂ almacenado [gr]	449,5	342,2
Presión [bar]	5	200
[gr H ₂ / kg de contenedor]	5,91	48,89
[gr de almacenamiento de H ₂ / CL\$ Valor contenedor]	12.364	699

Para redimensionar el sistema de producción de energía en base a hidrógeno, se mantiene el equipamiento: electrolizador, fuel cell y 1 compresor (mismo compresor descrito en el capítulo 5.1.2), y se cambian los estanques de hidruro metálico, por los estanques de fibra de vidrio (mismos descritos en capítulo 5.1.3), quedando el diagrama de la siguiente forma:

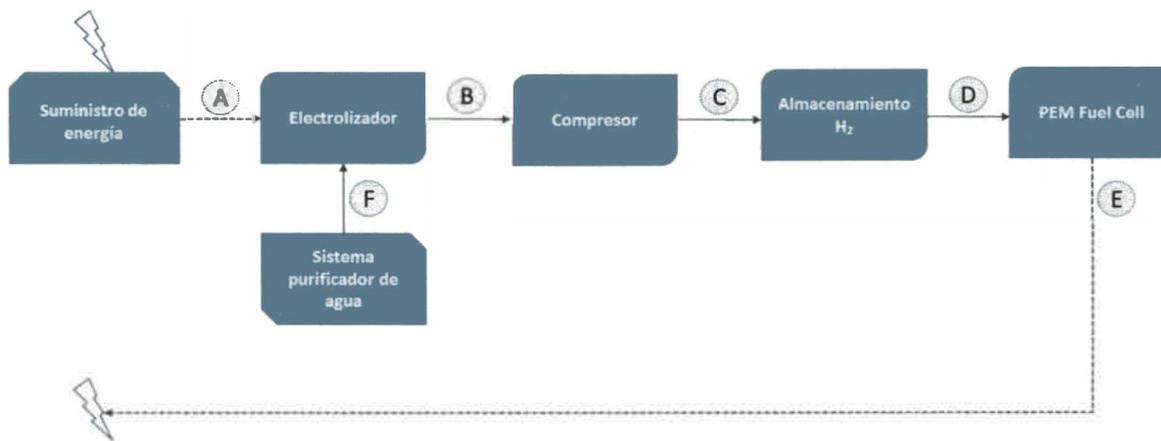


Fig. 5-7 Esquema planta productora de energía (almacenamiento estanques fibra de carbono).

Los flujos que existen entre los diversos sistemas son:

- A. Energía eléctrica necesaria para producir la división de la molécula de agua en el electrolizador.

- B. Hidrógeno de alta pureza, a máximo 30 bar g, a una tasa de 400 Nm³/h, o 35,96 kg/h³⁰.
- C. Hidrógeno de alta pureza comprimido a 207 bares.
- D. Hidrógeno comprimido, despresurizado de 207 bar a 2 – 5 bar. La presión cae mediante el uso de válvulas.
- E. Energía eléctrica inyectada al sistema.
- F. Agua purificada y desionizada según ISO 3696, grado 2.

El diseño base (“Modelo 1” o “Modelo Base”) queda dimensionado según la tabla 5-13:

³⁰ El flujo volumétrico convertido a masa resulta de multiplicar las condiciones volumétricas del gas en condiciones Normales por la densidad en condiciones normales, $\rho = 0,08989274$ [gr/l] (@ 273,15K y 1atm).

Tabla 5-13 Principales parámetros dimensionamiento Modelo 1 - Producción de energía (almacenamiento estanques fibra de carbono).

Modelo 1: Generación energía con H ₂ y almacenamiento en estanques de fibra de carbono					
	Purificador agua	Electrolizador	Com - presor	Almac.	Fuel Cell
Proveedor	Aqua Solutions	Proton Onsite	PDC Machines	Hexagon Lincoln	Hydrogenics
Modelo	H-40-C-H	M Series PEM Electrolysers	PDC13 (dos etapas)	Tuffshell	(*)
Cantidad de Equipos	24	4	1	43	1
Potencia Nominal Unitaria [MW]	4,400E-04	2	0,175	-	1
Potencia Nominal Total [MW]	0,01056	8	0,175	-	1
Generación/Consumo agua @1 hora [l]	2880	2880	-	-	-
H ₂ IN [kg/h]	-	-	269,678	-	70,116
H ₂ OUT [kg/h]	-	143,828	269,678	-	-
Energía IN Total @1 hora [MWh]	0,011	8	0,175	-	0,03
Energía OUT Total @1 hora [MWh]					1
Indicador A: [kg H ₂ /MWh]	-	17,979	1541,018	-	72,285
Indicador B: [MWh/kg H ₂]	-	0,056	0,001	-	0,014
Horas de operación [h]	2	2	1,067	-	4,103
TOTAL Generación - Almacenamiento [kg/H ₂]		287,657			
Capacidad almacenamiento unitario [kg H ₂]	-	-	-	6,750	
Capacidad almacenamiento total [kg H ₂]	-	-	-	290,25	
Hidrógeno almacenado [kg]			287,657		
Potencia instalada consumo [MW]			8,186		
Potencia instalada generación [MW]			1,000		
Energía almacenada en H ₂ [MWh]			9,572		
Total energía generada [MWh]			3,979		

(*)Fuel Cell Megawatt Power Generation Platform

Además, se configuran 3 modelos adicionales, que se apegan a los escenarios de potencia disponible y se analiza un cuarto modelo que considera una mayor capacidad instalada y un mejor factor de planta, no considerando la restricción de potencia disponible. La Tabla 5-14, resume los 4 modelos evaluados.

Tabla 5-14 Resumen parámetros relevantes sistemas de producción de energía (almacenamiento estanques fibra de carbono).

	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4
Q Purificadores de agua	24	24	30	60
Q Electrolizadores	4	4	5	10
Q Compresores	1	1	1	1
Q Estanques Tuffshell	43	107	134	267
Q Fuel Cell	1	2	3	3
Tiempo operación sistema agua [h]	2,00	5,00	5,00	5,00
Tiempo operación electrolizador [h]	2,00	5,00	5,00	5,00
Tiempo operación compresor [h]	1,07	2,67	3,33	6,67
Tiempo operación fuel cell [h]	4,10	5,13	4,27	8,55
H ₂ almacenado [kg]	287,66	719,14	898,93	1797,86
Potencia instalada IN [MW]	8,19	8,19	10,19	20,20
Potencia instalada OUT [MW]	1,00	2,00	3,00	3,00
Energía suministrada FC [MWh]	3,98	10,10	12,69	25,39
Factor de Planta	17%	21%	18%	36%

CAPÍTULO 6 ANÁLISIS ECONÓMICO.

Considerando que se dimensionaron dos plantas, una para producir hidrógeno y una segunda planta para utilizar el hidrógeno producido y transformarlo en suministro eléctrico, se evalúan económicamente ambas plantas.

6.1 Análisis económico planta producción de hidrógeno.

6.1.1 Declaración de supuestos.

Dentro de rangos razonables económicos y para efectos de la construcción de los flujos de caja y sus respectivos indicadores financieros VAN, TIR, PayBack, se consideran los siguientes supuestos:

1. Todos los valores monetarios están reflejados en miles de dólares, además las conversiones peso – dólar son: USD 1 = CLP 650.
2. Se desconoce el tamaño del mercado del hidrógeno en Chile, pero es sabido que tiene diversos usos: industria minera, industria alimenticia, producción de elementos químicos complejos (ejemplo amoníaco y algunos tipos de fertilizantes), procesos asociados a refinación de crudo). Se asume que las producciones generadas son tomadas con el mercado local o de la vecindad nacional.
3. Precio de venta hidrógeno: 0.1964 USD/kg (Ver explicación numeral “6.1.3 Ingresos”).
4. En el año 6 se supone un aumento de precio de un 3%.
5. Operación diaria base: 1 hora.
6. Días de operación al año: 90%, o sea, 329 días.
7. Los equipos tienen un consumo de energía inicial, dado por los fabricantes. No obstante, se supone un aumento de consumo de energía de un 2% (sobre año anterior). Este aumento se dará a contar de los años 6 y 11.

8. Detenciones por mantenencias: 10 días en los cuales la planta funcione, si consideramos que el escenario base tiene 1 hora de producción por día, se calculan 10 horas productivas sin operar por efectos de mantención.
9. Para efectos de remuneraciones, se considera una planilla mensual de MM CLP³¹ 7,3; lo cual considera: 1 Jefe de Planta, 1 Administrativo Interno, 2 Especialistas Técnico y 2 Operadores de Procesos.
10. Se estima un incremento en las remuneraciones de 5% en el año 8, por lo tanto, se pasa de una planilla de remuneraciones de MUSD³² 134,77 a MUSD 141,51 (anuales).
11. **Costos de mantenimiento:** se establecen un presupuesto de mantenimiento anual y un presupuesto para mantenimiento tri-anual. Mantenimiento anual 0,2% de la inversión de equipos principales, o sea, MUSD 8,64; mantenimiento tri-anual 1% de la inversión de equipos principales, o sea, MUSD 43,21.
12. Gastos: se consideran gastos mensuales por MCLP 6.700, o sea MUSD129.69 anuales. En este ítem se incorpora: consumos internos de energía eléctrica, internet, telefonía, servicios administrativos contables, servicio de seguridad, transporte de personal, transporte de estanques de hidrógeno.
13. Otros: este ítem es un fondo de seguridad para imponderables, se asigna mensualmente MCLP 5, o sea, MUSD 9,23 anuales.
14. Margen de seguridad inversión: corresponde al 5% de la inversión en equipos principales y corresponde a una provisión por diferencias de precio en el valor del equipamiento.
15. FSI (Flete, Seguros e Internación): se aplica un 30% sobre la valorización de los equipos, y resguarda el transporte, seguros e internación de los distintos equipos desde el fabricante hasta el lugar de instalación.
16. Depreciación: se considera depreciación lineal a 10 años, solo del equipamiento principal.

³¹MMCLP: Millones de pesos chilenos.

³²MUSD: Miles de dólares americanos.

17. No se contemplan costos legales de creación de empresa ni costos del terreno.

6.1.2 Inversión.

Un resumen de los costos de inversión del modelo base (o modelo 1) se refleja en la siguiente tabla:

Tabla 6-1 Cuadro de inversiones: Planta producción de hidrógeno.

Modelo 1: Almacenamiento Estanques Material Compuesto				
	Purificador agua	Electrolizador	Compresor	Almac.
Proveedor	Aqua Solutions	Proton Onsite	PDC Machines	Hexagon Lincoln
Modelo	H-40-C-H	M Series PEM Electrolysers	PDC13 (dos etapas)	Tuffshell
Cantidad de Equipos	6	1	1	6
Potencia Nominal Unitaria [MW]	0,00044	2	0,175	-
Potencia Nominal Total [MW]	0,00264	2	0,175	-
H ₂ OUT [kg/h]	-	35,957	269,678	-
Energía IN Total @1h [MWh]	0,003	2	0,175	-
Horas de operación [h]	1	1	0,133	-
Hidrógeno almacenado [kg]				35,96
Potencia instalada [MW]			2,18	
Energía almacenada en H ₂ [MWh]			1,20	
Costo unitario	14	3.500	295	5,3
Costo EP [MUSD]	83	3.500	295	31,2
BOP [MUSD]			195	
Instalación [MUSD]			216	
COSTO PLANTA [MUSD]			4.321	

Para efectos de inversión inicial, se considera: Costo Planta, Flete + Seguros + Internación y un margen de seguridad (valor sobre el “costo planta”), todo esto totaliza para el Modelo Base MUSD 5.758.

El ítem “BOP³³” incorpora todo el equipamiento necesario para integrar y comunicar los distintos sistemas, mantener los estándares de seguridad y de confiabilidad operacional. Este se considera como el 5% del “Costo total” (del equipamiento principal), este ítem incorpora: válvulas, sensores, tuberías, sistemas de control y monitoreo; el ítem “instalación” está considerado como un 5% del “Costo total” + “BOP”. Los valores (miles de USD).

También se costea la inversión de las otras configuraciones, los cuales se muestran en la Tabla 6-2:

Tabla 6-2 Resumen inversiones modelos de planta producción de hidrógeno.

	Modelo 1 ³⁴	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5
Q Purificadores de agua	6	12	18	24	30
Q Electrolizadores	1	2	3	4	5
Q Compresores	1	1	1	1	1
Q Estanques Tuffshell ®	6	11	16	22	27
H ₂ almacenado [kg]	35,96	71,91	107,87	143,83	179,79
Potencia instalada [MW]	2,18	4,18	6,18	8,19	10,19
Energía IN Total @1 hora [MWh]	2,18	4,18	6,18	8,19	10,19
Horas de operación [h]	1	1	1	1	1
Costo EP [MUSD]	3.910	7.519	11.129	14.744	18.353
BOP [MUSD]	195	376	556	737	918
Instalación [MUSD]	205	395	584	774	964
COSTO PLANTA [MUSD]	4.311	8.290	12.270	16.255	20.265

En esta tabla, el ítem Costo EP, se refiere al equipamiento principal, o sea: Purificadores de agua, electrolizadores, compresores, estanques de almacenamiento.

6.1.3 Ingresos.

Los ingresos económicos que perciben los modelos, vienen dados principalmente por la venta de hidrógeno. Como primer precio de venta de hidrógeno, se considera \$76.580 por un estanque con 7 Nm³ (o 0.6 kg de H₂), cotización de fecha 03 de febrero 2015,

³³ BOP: Balance de Planta

³⁴ También denominado “Modelo Base”

cotización Indura N° 12154921. Realizando las conversiones masa y a miles de dólares, el valor referencia de venta de hidrógeno queda en 0,196 USD/kg.

6.1.4 Egresos.

El mayor impacto del egreso de caja lo da la compra de energía al sistema. Este valor puede ser gracias a un contrato de compra con la generadora, con el fin de estabilizar en el corto y mediano plazo este egreso. Inicialmente se da un valor de USD 10 por MWh. No obstante, este valor tiene la holgura suficiente para ser aceptado por los generadores considerando el análisis de la Tabla 2-7 Costos marginales al producirse desacoples”, en la cual se identifica que el 90% de los valores de costo marginal de energía es inferior a 1USD/MWh.

El segundo concepto que impacta el egreso es la compra de agua desmineralizada, insumo del desionizador de agua. Se considera un equipo que requiera cerca de 20 litros de agua por cada kilogramo de hidrógeno producido. La compra agua desmineralizada se evaluó a CLP 350³⁵ el litro. Otros egresos de segundo orden son: remuneraciones, mantenimiento otros (imponderables). La Figura 6-1 resume la estructura de egresos.

³⁵ Valor referencial tomado del retail.

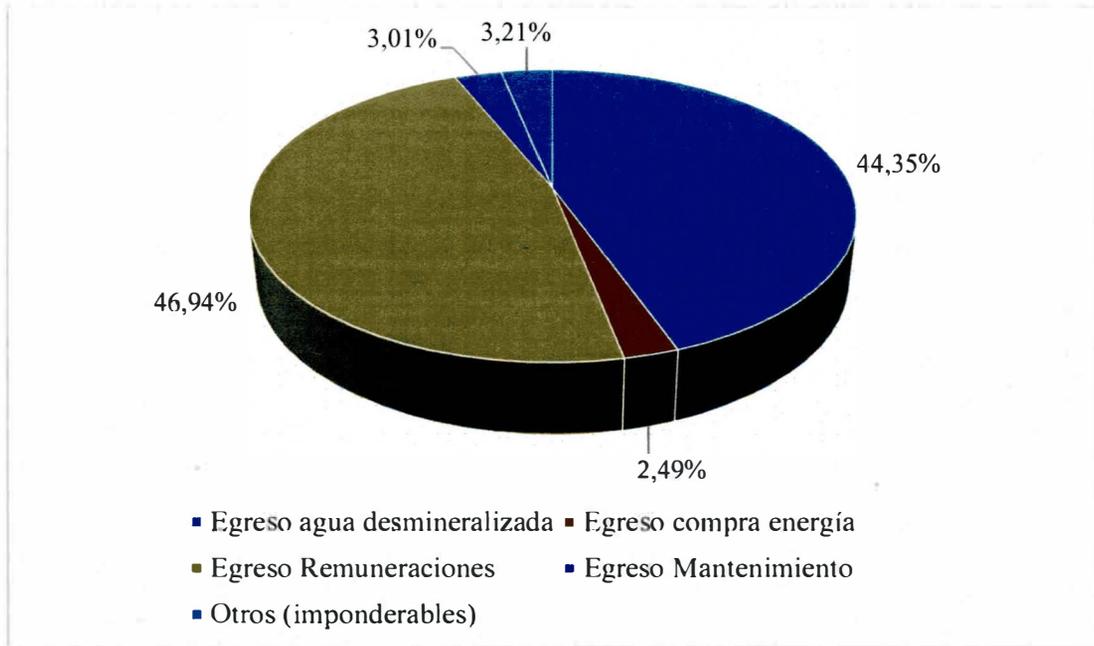


Fig. 6-1 Gráfico estructura de costos planta producción de hidrógeno.

6.1.5 Gastos de administración.

Este ítem refleja el costo de: consumos internos propios de energía (luminarias, oficinas, etc.), servicio de internet, servicio de telefonía, servicios administrativos contables, servicio de seguridad, transporte de personal y transporte de estanques de hidrógeno a centro de venta o distribución. Este ítem se refleja con MUSD 124 anuales en el flujo de caja.

6.1.6 Otras partidas.

También se refleja en el flujo de caja: depreciación lineal a 10 años de los equipos principales, o sea se deprecian MUSD 3.910 en el caso del Modelo 1 (Modelo Base) y tasa de impuesto del 27%³⁶.

6.1.7 Resumen flujo de caja.

Para tener una visión completa del negocio, se realizan flujos de caja de los distintos modelos, considerando una tasa de descuento de 12%.

³⁶ Tasa de impuesto a la renta (impuesto de primera categoría), valido desde el año 2018, según el Servicio de Impuestos Internos, Circular N°52 – 2014.

Modelo 1 – Modelo Base

Tabla 6-3 Resumen flujo de caja - Modelo 1 - Planta producción de hidrógeno.

Periodo		0	1	5	10	15
Inversion Inicial		-4.311				
Flete + Seguros + Internacion (30%)		-1.232				
Margen seguridad		-205				
Kg de H₂		11.812	11.812	11.812	11.802	
Precio Venta H ₂	[MUSD/kg]	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Ingreso por Venta	[MUSD]	2.320	2.320	2.389	2.387	
<i>Vento acumulado</i>		2.320	11.597	23.541	35.484	
Consumo energía	[MWh/kg H ₂]	0,061	0,061	0,062	0,063	
Total energía consumida	[MWh]	716	716	730	744	
Egreso agua desmineralizada	[MUSD]	127	127	127	127	
Egreso compra energía	[MUSD]	7	7	7	7	
Egreso Remuneraciones	[MUSD]	135	135	142	142	
Egreso Mantenimiento	[MUSD]	9	9	9	52	
Otros (imponderables)	[MUSD]	9	9	9	9	
Egresos Totales	[MUSD]	-287	-287	-294	-337	
<i>Egresos acumulados</i>		-287	-1.479	-3.021	-4.578	
Margen Operacional	[MUSD]	2.033	2.033	2.095	2.050	
Gastos Administración	[MUSD]	-124	-124	-124	-124	
<i>Gastos Administrativos acumulados</i>		-124	-618	-1.237	-1.855	
Depreciación	[MUSD]	-391	-391	-391		
Utilidad antes de impuestos	[MUSD]	1.518	1.518	1.581	1.927	
Impuestos (27%)	[MUSD]	-410	-410	-427	-520	
Utilidad Final	[MUSD]	1.108	1.108	1.154	1.406	
Utilidad Acumulada	[MUSD]	-5.748	-4.639	-239	5.475	12.605

Los ratios financieros asociados a este flujo son:

Tabla 6-4 Ratios Financieros: Modelo 1 - Planta producción de hidrógeno.

VAN [MUSD]	1.979
TIR	18%
PayBack	6 años
Costo Producción Medio [MUSD/kg H ₂]	0,026
Costo Producción Medio [MCLP/kg H ₂]	16,799
Ganancia Bruta por Kg de H ₂ Producido [MUSD/kg H ₂]	0,142
Ganancia Neta por Kg de H ₂ Producido [MUSD/kg H ₂]	0,104

Donde ganancia neta lo define:

$$Ganancia\ Neta = \frac{Ganancias\ Netas\ Anuales}{Kilogramos\ de\ Hidrógeno\ Producidos}$$

$$Ganancia\ Neta\ Anual = \frac{Utilidad\ Final}{Kilogramos\ de\ Hidrógeno\ Producidos}$$

Y el Costo de Producción Medio lo define:

$$Costo\ de\ Produccion\ Medio = \frac{Costo\ de\ Produccion\ Medio\ Anual}{Kilogramos\ de\ Hidrógeno\ Producidos}$$

$$Costo\ de\ Produccion\ Medio\ Anual = \frac{Costos\ de\ Produccion}{Kilogramos\ de\ Hidrógeno\ Producidos}$$

El *Costo de Producción* incluye las siguientes partidas: costo del agua desmineralizada, costo de la energía, costo de remuneraciones directas, mantenimiento, y otros (imponderables; todo lo anterior reflejado en el Flujo de Caja como “Egresos Totales”).

Resumen indicadores financieros modelos 1 al 5.

De igual forma que el modelo base, se confeccionan los flujos de caja de los otros modelos. En la Tabla 6-5 se muestran los resultados resumidos.

Tabla 6-5 Resumen ratios financieros: modelos de planta productoras de hidrógeno.

Variable	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5
Inversión Inicial Total [MUSD]	5.748	11.054	16.360	21.674	26.980
Utilidades Acumuladas Periodo 15 [MUSD]	12.605	28.868	45.131	61.381	77.644
VAN [MUSD]	1.979	5.671	9.363	13.045	16.737
TIR	18%	21%	22%	23%	23%
PayBack [años]	6	5	5	5	5
Costo Producción Medio [MCLP/kg H ₂]	0,026	0,020	0,017	0,016	0,016
Costo Producción Medio [MUSD/kg H ₂]	16,799	12,688	11,317	10,633	10,221
Ganancia Bruta por Kg de H ₂ Producido [MUSD/kg H ₂]	0,142	0,154	0,158	0,161	0,162
Ganancia Neta por Kg de H ₂ Producido [MUSD/kg H ₂]	0,104	0,113	0,116	0,117	0,118

Sensibilización

El escenario base es el más conservador en términos de los indicadores financieros, por lo cual a este modelo se le aplicaran sensibilizaciones.

En la siguiente tabla se aprecia el par ordenado precio de venta de hidrógeno y precio de compra del agua desmineralizada para los cuales la TIR se vuelve negativa (condición: *ceteris paribus*³⁷):

Tabla 6-6 Precio venta hidrógeno y compra agua para TIR cero.

Precio Venta Hidrógeno [MUSD/kg]	Precio Compra Agua [CLP/l]
0,0964	215
0,1064	545
0,1164	875
0,1264	1205
0,1364	1535
0,1464	1870

³⁷ Traducción del latín: las demás cosas igual. Aplicación técnica al español: permaneciendo lo demás constante.

La tabla se puede representar como muestra la Figura 6-2:

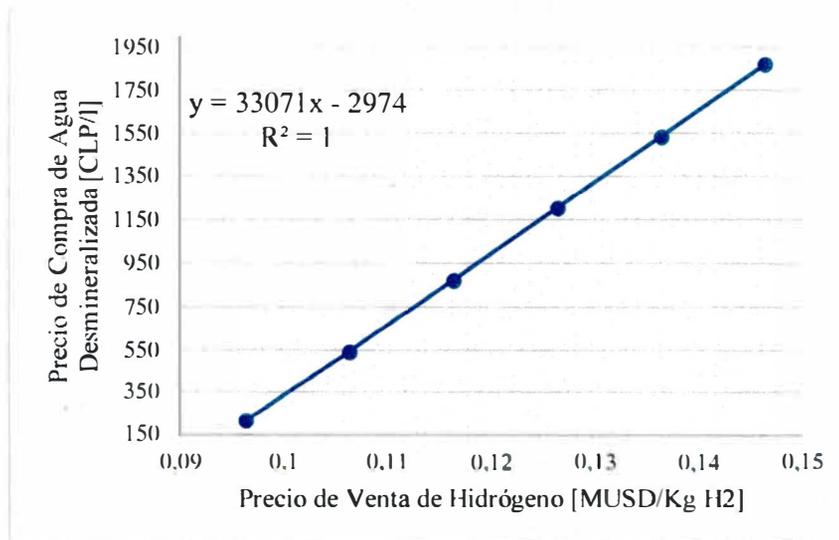


Fig. 6-2 Gráfico comportamiento precio venta hidrógeno y valor compra agua para TIR cero.

La relación que existe entre ambas variables es lineal y obedece a la ecuación:

$$PCA = 33.071 \times PVH - 2.974$$

PCA: Precio compra de agua.

PVH: Precio venta del hidrógeno.

De esta tendencia se deduce que cuando el precio de venta del hidrógeno baja hasta su mínimo económico (buscando que se mantenga una TIR positiva) 0,0899 MUSD/kg el valor de compra del agua debería ser 0 CLP/l.

Una forma de dar lectura a la tabla sería por ejemplo para el primer par de datos: Si el precio de venta de hidrógeno baja hasta los 0,0964 MUSD/kg, el agua desmineralizada no se puede compra a más de 215 CLP/l, de caso contrario la TIR pasa a ser negativa.

En la siguiente sensibilización (condición: ceteris paribus) se puede apreciar el comportamiento de la VAN para distintos valores de precio de venta del hidrógeno:

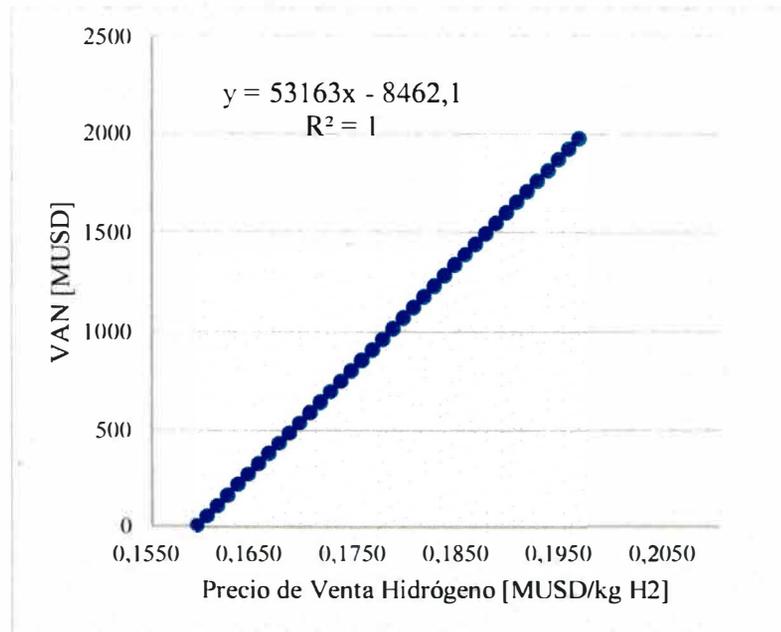


Fig. 6-3 Gráfico comportamiento del VAN frente al precio de venta del hidrógeno.

La relación que existe entre ambas variables es lineal y obedece a la ecuación:

$$VAN = 53.163 \times PVH - 8.462,1$$

VAN: Indicador Financiero VAN (Valor Actual Neto).

PVH: Precio venta del hidrógeno.

De esta tendencia se deduce que cuando el precio de venta del hidrógeno toma valores inferiores a 0,1592 MUSD/kg el proyecto bajo los supuestos ya mencionados pasa a ser económicamente inviable, pues el VAN se vuelve negativo.

Además, un análisis de sensibilidad mediante el software *Crystal Ball*, con 500.000 iteraciones, donde se iteran con alta exigencia las siguientes variables: precio de venta del hidrógeno, costo de la energía, aumento de consumo de energía, costo agua, margen de seguridad de la inversión, costo del transporte de estanques de hidrógeno, otros gastos mensuales y remuneraciones mensuales; con lo anterior se busca ver el comportamiento del VAN, Costo de Producción Medio, Ganancia Neta y Bruta por kilogramo de

hidrógeno producido, utilidad acumulada al año 15 e ingresos por venta acumulados al año 15. Este comportamiento se refleja en los siguientes gráficos:

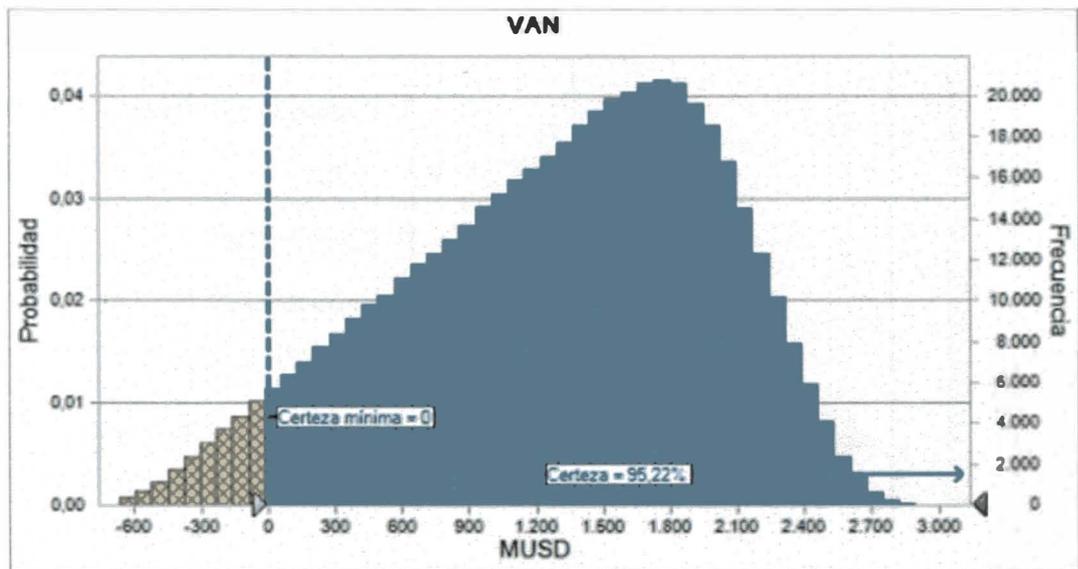


Fig. 6-4 Salida Crystal Ball: Comportamiento VAN.

Este gráfico muestra que existe un 95,22% de probabilidad de obtener VAN positiva. El detalle del reporte de Crystal Ball, donde se declaran los supuestos se encuentra en el ANEXO I. Además, se aprecia que esta variable es altamente sensible al precio de venta del hidrógeno, tal como se aprecia en el siguiente gráfico:

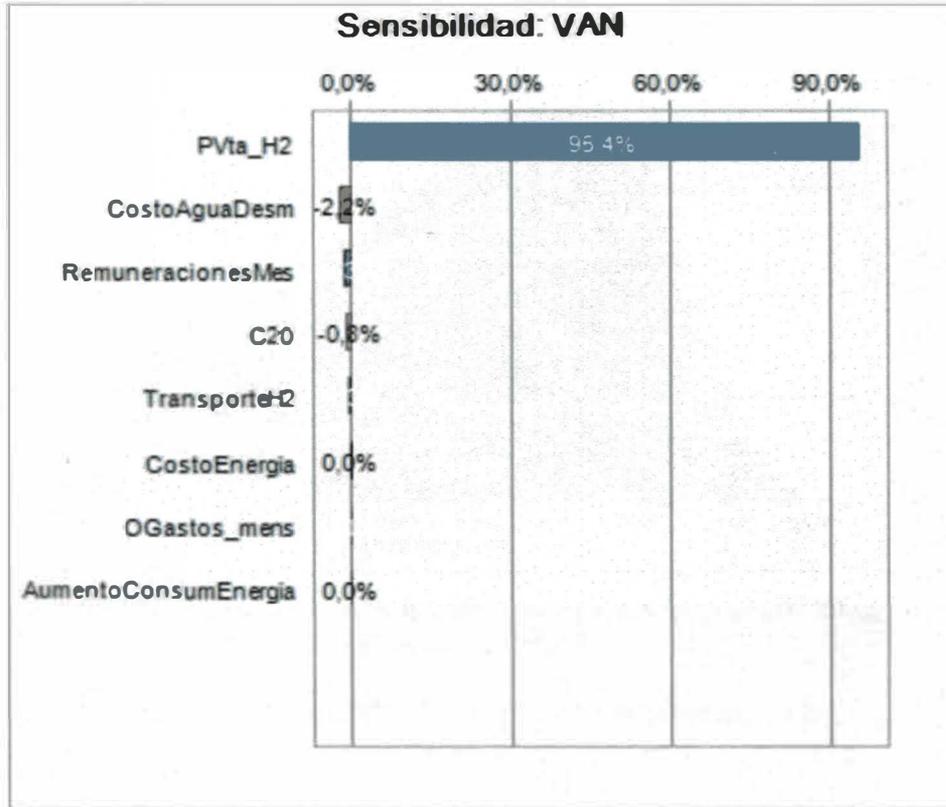


Fig. 6-5 Salida Crystal Ball: Sensibilidad VAN.

También se analiza el comportamiento de la ganancia neta y ganancia bruta por kilogramo de hidrógeno producido, costo medio de producción del hidrógeno vendido, ingreso por venta acumulado al año 15 y utilidad acumulada al año 15:

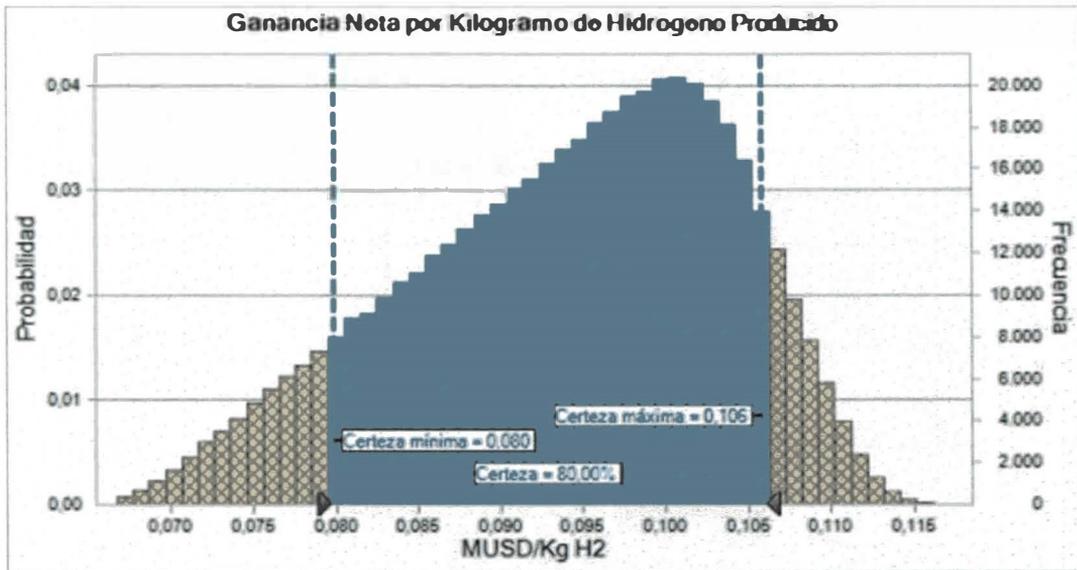


Fig. 6-6 Salida Crystal Ball: Comportamiento ganancia neta por kilogramos de hidrógeno producido.

El grafico muestra que existe un 80% de certeza que la ganancia neta por kilogramo de hidrógeno vendido esté entre 0,080 y 0,106 MUSD/kg H₂.

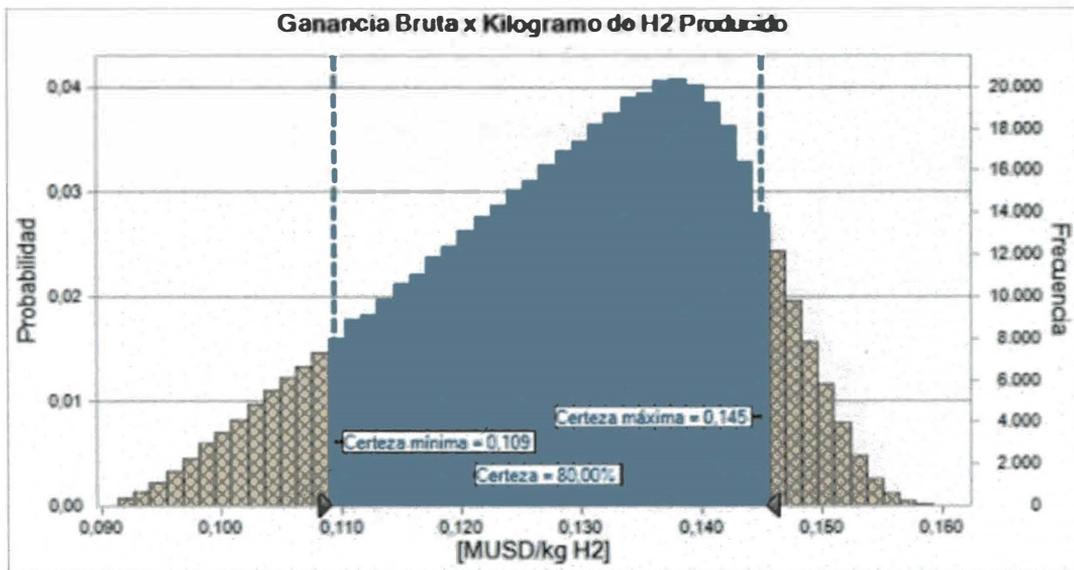


Fig. 6-7 Salida Crystal Ball: Comportamiento Ganancia bruta por kilogramo de hidrógeno producido.

El grafico muestra que existe un 80% de certeza de que la ganancia bruta por kilogramo de hidrógeno vendido esté entre 0,109 y 0,145 MUSD/kg H₂.

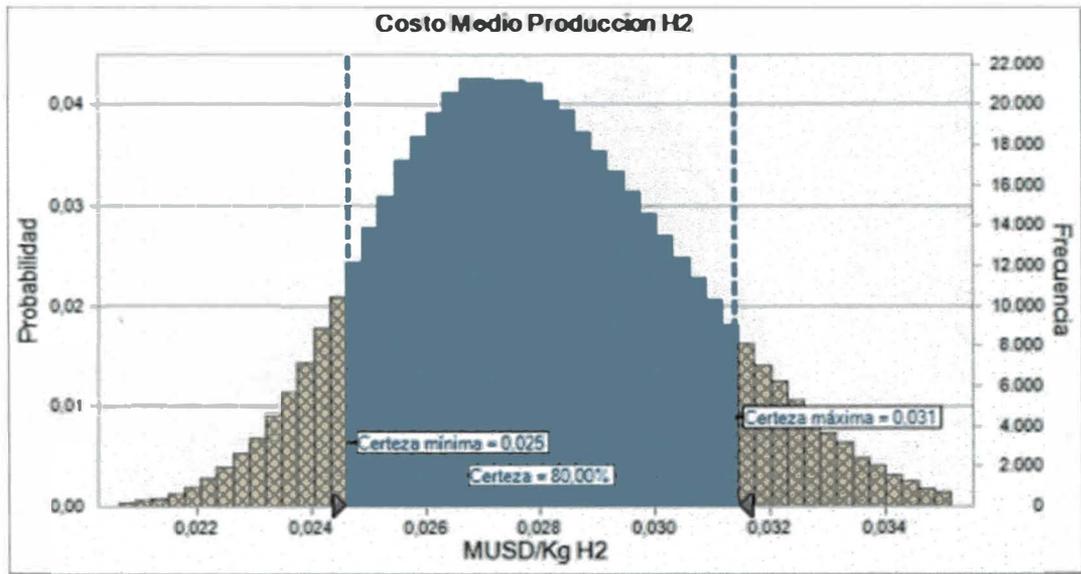


Fig. 6-8 Salida Crystal Ball: Comportamiento costo medio de producción de hidrógeno.

El grafico muestra que existe un 80% de certeza de que el costo medio del kilogramo de hidrógeno producido esté entre 0,025 y 0,031 MUSD/kg H₂.

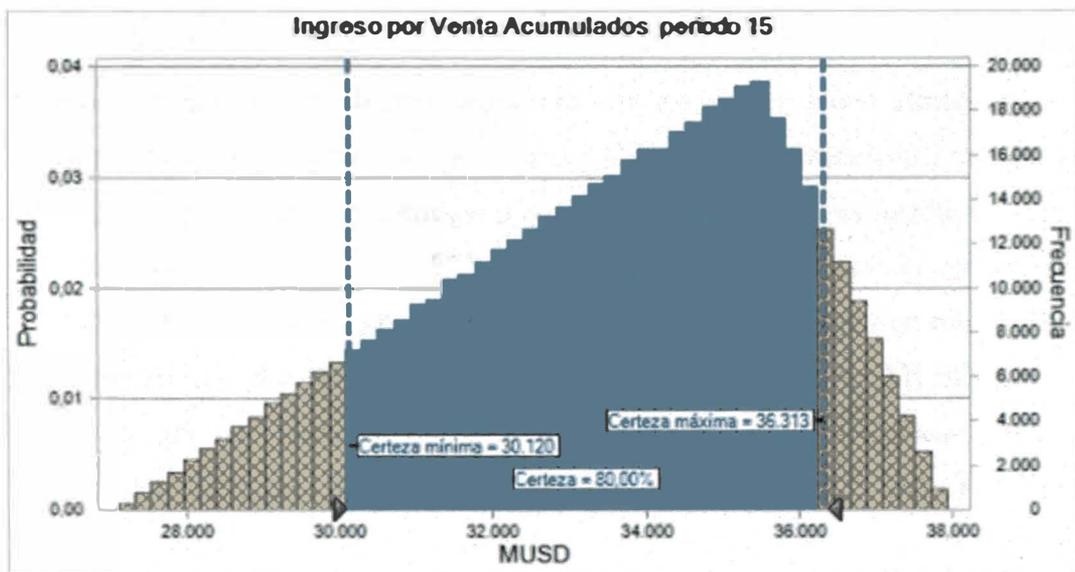


Fig. 6-9 Salida Crystal Ball: Comportamiento ingreso por ventas acumuladas a periodo 15.

El grafico muestra que existe un 80% de certeza que el ingreso acumulado en el año 15 esté entre 30.120 y 36.313 MUSD.

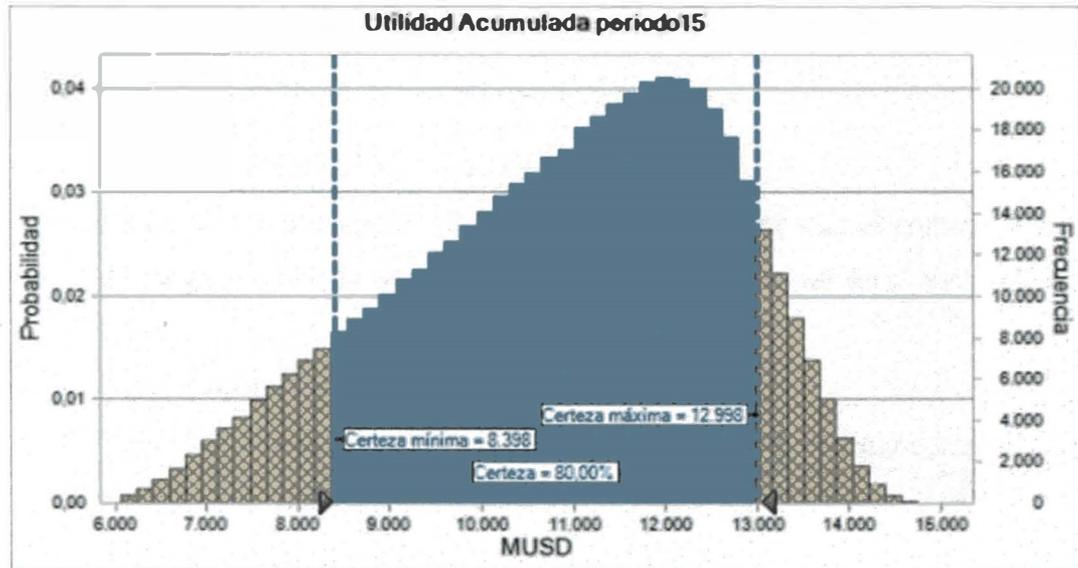


Fig. 6-10 Salida Crystal Ball: Comportamiento utilidad acumulada periodo 15.

El grafico muestra que existe un 80% de certeza que la utilidad acumulada en el año 15 está entre 8.398 y 12.998 MUSD.

6.2 Análisis económico planta producción de energía en base a hidrógeno.

A priori, se descarta el análisis económico de los sistemas con almacenamiento con hidruros metálicos, debido al alto costo de tal almacenamiento, como ejemplo, almacenar la producción de hidrógeno con estanques de hidruros metálicos en el primer modelo (modelo base) requiere 572 estanques (de 7Nm^3), totalizando aproximadamente MUSD 4.500. Sin embargo para el mismo modelo base almacenar en estanques de fibra de carbono son 43 estanques, totalizando aproximadamente MUSD 280 más el compresor que no supera los MUSD 295 con altas prestaciones técnicas, por lo cual un sistema con estanques de fibra de carbono es MUSD 3.925 más económico que almacenamiento con hidruros metálicos. Por esta razón se analizarán los sistemas declarados en el ítem 5.2.4: “Dimensionamiento planta productora de energía en base a hidrógeno con almacenamiento de hidrógeno en estanques de fibra de carbono”.

6.2.1 Declaración de supuestos.

Dentro de rangos razonables económicos y para efectos de la construcción de los flujos de caja y cálculo de los indicadores financieros que apliquen, se declaran los siguientes supuestos:

1. Tipo de cambio: USD 1 = 650 CLP.
2. Precio de venta energía: 100 USD/MWh; Se asume que el control de despacho de carga permite la venta de la energía producida por la(s) fuel cell en horas punta.
3. Días de operación anuales: 95%, o sean 347 días.
4. Valor de compra de energía eléctrica: 2 USD/MWh; energía comprada en horas de bajo costo marginal u horas en desacoples del sistema.
5. Valor de compra agua desmineralizada: 350 CLP/l.
6. Consumo de agua el sistema: 20,02 l/kg de H₂.
7. Se consideran remuneraciones por MCLP 5.300 mensuales, lo que asciende a MUSD 97,85 anuales. En este ítem se incorpora: jefe de planta, asistente administrativo, especialista técnico y dos operadores de proceso.
8. Se incorpora ítem de gastos por MCLP 2.700, lo que asciende a MUSD 49,85 anuales. Este ítem incorpora: consumos propios de energía, servicios de internet y telefonía, servicios administrativos, servicio de seguridad, transporte de personal.
9. Se deja un ítem operacional "Otros", para efectos de costos imponderables, valorizado en MCLP 200 mensuales, equivalentes a MUSD 3,69 anuales.
10. Para efectos de mantención de provisionan anualmente MUSD 47,27, equivalente al 0,2% de la inversión inicial. También se provisiona una mantención intensiva trianual valorizada en MUSD 236,37, equivalente al 1% de la inversión inicial.
11. Se estima una depreciación a 10 años, sobre MUSD 19.535.

12. Se estima un costo de MUSD 6.447 por concepto de flete, seguro e internación. Equivale a un 30% del equipamiento principal y BOP.
13. Margen de seguridad en la inversión 2%.
14. Considerando que la fuel cell en su proceso emite grandes volúmenes de vapor de agua, producto de recombinar el hidrógeno molecular con el oxígeno del ambiente, se asume que mediante sistemas de condensadores se recupera un 80% del agua emitida por la fuel cell, o sea, por cada kilogramo de hidrógeno en teoría se generan 18/2 kilogramos de agua, de lo cual se asume una recuperación de 80%.

6.2.2 Inversión.

Un resumen de los costos de inversión del modelo base (o modelo 1) se refleja en la siguiente tabla:

Tabla 6-7 Cuadro de inversiones: Planta de producción de energía.

Modelo 1: Generación energía con H ₂ y almacenamiento en estanques de fibra de carbono					
	Purificador agua	Electrolizador	Compresor	Almac.	Celda de Combustible
Proveedor	Aqua Solutions	Proton Onsite	PDC Machines	Hexagon Lincoln	Hydrogenics
Modelo	H-40-C-H	M Series PEM Electrolysers	PDC13 (dos etapas)	Tuffshell	(*)
Cantidad de Equipos	24	4	1	43	1
Potencia Nominal Unitaria [MW]	0,00044	2	0,175	-	1
H ₂ OUT [kg/h]	-	143,828	269,678	-	-
Horas de operación [h]	2	2	1,067	-	4,103
Hidrógeno almacenado [kg]	287,657				
Potencia instalada consumo [MW]	8,186				
Potencia instalada generación [MW]	1,000				
Energía almacenada en H ₂ [MWh]	9,572				
Total energía generada [MWh]	3,979				
Costo unitario [MUSD]	14	3.500	295	5	4.680
Costo total [MUSD]	332	14.000	295	228	4.680
Costo EP [MUSD]	19.535				
BOP [MUSD]	1.954				
Instalación [MUSD]	2.149				
COSTO PLANTA [MUSD]	23.637				

(*)Fuel Cell Megawatt Power Generation Platform

Para efectos de inversión inicial, se considera: Costo Planta, Flete + Seguros + Internación y un margen de seguridad (valor sobre el “costo planta”), todo esto totaliza para el Modelo Base MUSD 30.557.

El ítem “BOP³⁸” incorpora todo el equipamiento necesario para integrar y comunicar los distintos sistemas, mantener los estándares de seguridad y de confiabilidad operacional. Este se considera como el 10% del “Costo total” (del equipamiento principal), el que incorpora: válvulas, sensores, tuberías, sistemas de control y monitoreo; el ítem “instalación” está considerado como un 10% del “Costo total” + “BOP”.

También se estimó la inversión de los otros modelos dimensionados, y se reflejan en la Tabla 6-8.

Tabla 6-8 Resumen inversiones modelos de planta de producción de energía.

	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4
Q Purificadores de agua	24	24	30	60
Q Electrolizadores	4	4	5	10
Q Compresores	1	1	1	1
Q Estanques Tuffshell	43	107	134	267
Q Fuel Cell	1	2	3	3
Potencia instalada IN [MW]	8,19	8,19	10,19	20,20
Potencia instalada OUT [MW]	1,00	2,00	3,00	3,00
Energía suministrada FC [MWh]	3,98	10,10	12,69	25,39
Factor de Planta	17%	21%	18%	36%
Costo EP [MUSD]	19.535	24.554	32.961	51.581
BOP [MUSD]	1.954	2.455	3.296	5.158
Instalación [MUSD]	2.149	2.701	3.626	5.674
COSTO PLANTA [MUSD]	23.637	29.710	39.883	62.413

6.2.3 Ingresos.

Los ingresos económicos que perciben los modelos, vienen dados principalmente por la venta de energía. Como primer precio de venta de energía, se considera 50 USD/MW.

6.2.4 Egresos.

El mayor impacto del egreso de caja, lo da la compra de energía al sistema. Este valor puede ser gracias a un contrato de compra con la generadora, con el fin de estabilizar en el corto y mediano plazo este egreso. Inicialmente se da un valor de USD 2 por MWh.

³⁸ BOP: Balance de Planta

El segundo concepto que impacta el egreso es la compra de agua desmineralizada, insumo del desionizador de agua. Se considera una que se requieren cerca de 20 litros de agua por cada kilogramo de hidrógeno producido, además se evaluó a CLP 350 el litro de este insumo. Otros egresos de segundo orden son: remuneraciones, mantenimiento otros (imponderables).

6.2.5 Gastos de administración.

Este ítem refleja el costo de: consumos internos propios de energía (luminarias, oficinas, etc.), servicio de internet, servicio de telefonía, servicios administrativos contables, servicio de seguridad, transporte de personal y transporte de estanques de hidrógeno a centro de venta o distribución.

6.2.6 Otras partidas.

También se refleja en el flujo de caja: depreciación lineal a 10 años de los equipos principales y tasa de impuesto del 27%.

6.2.7 Resumen flujo de caja.

Para tener una visión completa del negocio, se realizan flujos de caja de los distintos modelos, considerando una tasa de descuento de 12%.

Modelo 1 – Modelo Base

Tabla 6-9 Resumen flujo de caja - Modelo 1 - Planta productora de energía.

Periodo		0	1	5	10	15
Inversión Inicial		-23.637				
Flete + Seguros + Internación		-6.447				
Margen seguridad		-473				
MWh		1.380	1.380	1.380	1.380	
Precio Venta Energía	[MUSD/MWh]	0,10	0,10	0,11	0,11	
Ingreso por Venta	[MUSD]	138	138	145	145	
Hidrógeno almacenado	[kg/año]	99.745	99.745	99.745	99.745	
Agua consumida	[l/año] o [kg/año]	1.996.896	1.996.896	1.996.896	1.996.896	
Agua recuperada	[l/año] o [kg/año]	-	718.164	718.164	718.164	
Total agua a comprar	[l/año] o [kg/año]	1.996.896	1.278.732	1.278.732	1.278.732	
Total energía consumido	[MWh]	5.680	5.680	5.680	5.680	
Egreso agua desmineralizada	[MUSD]	1.075	689	689	689	
Egreso compra energía	[MUSD]	11	11	11	11	
Egreso Remuneraciones	[MUSD]	98	98	100	100	
Egreso Mantenimiento	[MUSD]	47	47	47	284	
Otros (imponderables)	[MUSD]	4	4	4	4	
Egresos Totales	[MUSD]	-1.235	-849	-851	-1.087	
Margen Operacional	[MUSD]	-1.097	-711	-706	-942	
Gastos Administracion	[MUSD]	-50	-50	-50	-50	
Depreciación	[MUSD]	-1.954	-1.954	-1.954	0	
Utilidad antes de impuestos	[MUSD]	-3.101	-2.714	-2.709	-992	
Impuestos (27%)	[MUSD]	0	0	0	0	
Utilidad Final	[MUSD]	-30.557	-3.101	-2.714	-2.709	-992
Utilidad Acumulada	[MUSD]	-30.557	-33.657	-44.750	-58.765	-63.016

El VAN asociado a este flujo de caja es MUSD -42.482 y con estos malos resultados resulta imposible calcular la TIR. Además, el costo medio de producción de energía es 1,47 MUSD/MWh, valor absolutamente fuera de la racionalidad económica nacional.

Como se aprecia en el flujo de caja, nunca es posible lograr márgenes operacionales positivos, por lo cual el negocio en su esencia es inviable, al igual que los otros modelos construidos.

Resumen indicadores financieros modelos 1 al 4.

De igual forma que el modelo base, se confeccionan los flujos de caja de los otros modelos. En la siguiente tabla se muestran los resultados resumidos:

Tabla 6-10 Resumen ratios financieros: modelos planta productora de energía.

Variable	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4
Cantidad de Fuel Cell (de 1MW)	1	2	3	3
Energía Anual Producida [MWh]	1.380	3.503	4.401	8.802
Hidrógeno Producido Anual [kg]	99.745	249.362	311.703	623.406
Agua Consumida Anual [Ton]	1.997	4.992	6.240	12.481
Margen Operacional Acumulado (año 15) [MUSD]	-12.176	-25.699	-31.922	-60.907
Utilidad Acumulada (año 15) [MUSD]	-63.016	-89.408	-117.188	-193.919
Costo Medio Producción Energía [MUSD/MWh]	1,47	1,71	1,73	1,79
VAN [MUSD]	-42.482	-57.731	-76.314	-123.912

Como se aprecia en la tabla, un modelo de negocio sustentado en comprar energía, transformarla en hidrógeno y volver a generar energía eléctrica mediante celda de combustible (fuel cell) es inviable, debido al alto costo del agua necesaria en el electrolizador y los bajos ingresos producidos por la venta.

Sin embargo, en la búsqueda de mejorar el flujo de caja se propone un quinto modelo, en el cual la planta de hidrógeno y producción de energía eléctrica con fuel cell se acopla a un generador, es decir, se aplican los siguientes supuestos:

1. La estructura de equipos es idéntica al Modelo 4: 60 purificadores de agua, 10 electrolizadores, 1 compresor y 3 celdas de combustible (1MW cada celda).
2. Tipo de cambio: USD 1 = 650 CLP.
3. Precio de venta energía: 100 USD/MWh; Se asume que el control de despacho de carga permite la venta de la energía producida por la(s) fuel cell en horas punta.
4. Días de operación anuales: 95%, o sean 347 días.

5. Valor de compra de energía eléctrica: 0 USD/MWh; energía tomada de los momentos de desacoples del generador, en los cuales el operador del sistema interconectado le instruye disminuya su energía entregada al sistema.
6. Valor de compra agua desmineralizada: 50 CLP/l. Se realiza el supuesto de economía de escala en la compra de este insumo del proceso de electrolisis.
7. Consumo de agua el sistema: 20,02 l/kg de H₂.
8. Se consideran remuneraciones por MCLP 1.600 mensuales, lo que asciende a MUSD 29,54 anuales. En este ítem se incorpora: un especialista técnico y un operador de proceso. Esto debido a la sinergia administrativa y operacional con los recursos humanos de la generadora principal.
9. Se elimina el ítem “Gastos” debido a la sinergia que ofrece integrar este modelo a la planta generadora principal.
10. Se deja un ítem operacional “Otros”, para efectos de costos imponderables, valorizado en MCLP 300 mensuales, equivalentes a MUSD 5,54 anuales.
11. Para efectos de mantención de provisionan anualmente MUSD 31,21, equivalente al 0,05% de la inversión inicial. También se provisiona una mantención intensiva trianual valorizada en MUSD 62,41, equivalente al 0,1% de la inversión inicial.
12. Se estima una depreciación a 10 años, sobre MUSD 51.581.
13. Se estima un costo de MUSD 17.022 por concepto de flete, seguro e internación. Equivale a un 30% del equipamiento principal y BOP.
14. Margen de seguridad en la inversión 1%.
15. Considerando que la fuel cell en su proceso emite grandes volúmenes de vapor de agua, producto de recombinar el hidrógeno molecular con el oxígeno del ambiente, se asume que mediante sistemas de condensadores se recupera un 80% del agua emitida por la fuel cell, o sea, por cada kilogramo de hidrógeno en teoría se generan 18,2 kilogramos de agua, de lo cual se asume una recuperación de 80%.

El flujo de caja resumido para el modelo 5 es:

Tabla 6-11 Resumen flujo de caja - Modelo 5 - Planta productora de energía.

Periodo		0	1	5	10	15	
Inversion Inicial		-62.413					
Flete + Seguros + Internacion		-17.022					
Margen seguridad		-624					
Apoyo Estado Inversion Inicial		43.689	3.927.459				
MWh			8.802	8.802	8.802	8.802	
Precio Venta Energía	[MUSD/MWh]		0,10	0,10	0,11	0,11	
Ingreso por Venta	[MUSD]		880	880	924	924	
Hidrógeno almacenado	[kg/año]		623.406	623.406	623.406	623.406	
Agua consumida	[l/año] o [kg/año]		12.480.593	12.480.593	12.480.593	12.480.593	
Agua recuperada	[l/año] o [kg/año]		2.244.262	4.488.525	4.488.525	4.488.525	
Total agua a comprar	[l/año] o [kg/año]		10.236.330	7.992.068	7.992.068	7.992.068	
Total energía consumida	[MWh]		35.022	35.022	35.022	35.022	
Egreso agua desmineralizada	[MUSD]		787	615	615	615	
Egreso compra energía	[MUSD]		0	0	0	0	
Egreso Remuneraciones	[MUSD]		30	30	30	30	
Egreso Mantenimiento	[MUSD]		31	31	31	94	
Otros (imponderables)	[MUSD]		6	6	6	6	
Egresos Totales	[MUSD]		-854	-681	-682	-744	
Margen Operacional	[MUSD]		27	199	243	180	
Gastos Administracion	[MUSD]		0	0	0	0	
Depreciacion	[MUSD]		-5.158	-5.158	-5.158	0	
Utilidad antes de impuestos	[MUSD]		-5.132	-4.959	-4.916	180	
Impuestos (27%)	[MUSD]		0	0	0	-49	
Utilidad Final	[MUSD]		-36.370	-5.132	-4.959	-4.916	132
Utilidad Acumulada	[MUSD]		-36.370	-41.501	-61.399	-86.101	-85.306

Esta configuración logra un margen operacional positivo desde el año uno. Sin embargo, el efecto de la alta inversión, impuestos y depreciación no logra sacar a flote el proyecto, originando una VAN de MUSD -57.470 y un margen operacional acumulado positivo de MUSD 2.938 al año 15.

CAPÍTULO 7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 Conclusiones.

El estudio presentado arroja interesantes conclusiones, considerando los supuestos declarados en cada análisis.

- Las disminuciones de inyecciones instruidas por el operador del sistema interconectado central producen importantes pérdidas de energía en el sistema, esto generado por la mermada capacidad de transmisión de energía de las líneas. Esto se produce debido a la gran cantidad de generadores eólicos y fotovoltaicos conectados a barras en las cuales las líneas de transmisión no tienen la capacidad suficiente para transmitir la energía en momentos que estas generadoras están operando a full carga. En los tres meses analizados, la pérdida de energía de las centrales conectadas a las barras más afectadas asciende a 10 GWh. Si se asume que la tendencia es similar en todo el año, al año solo en las barras más afectadas se pierden 40 GWh. Con esto, se dan las condiciones para utilizar de forma óptima estos vertimientos transformándola en hidrógeno considerando que se dan las condiciones técnicas para la operación correcta de los sistemas (electrolizador y compresor); si consideramos la estimación de 40GWh perdidos, estos equivalen a 720 toneladas de hidrógeno anuales.
- Como consecuencia de estas pérdidas de energía y de la mermada capacidad de transmisión de energía, en ciertas horas del día se dan costos marginales por debajo de 1 USD/MWh, situación que resulta clave para la planta de producción de hidrógeno, pues la lógica de mercado motivaría a los generadores a entregar esta energía a un mejor precio que el precio que logran en el mercado spot en ciertos momentos del día.
- Resulta estratégico localizar la planta de hidrógeno en lugares aledaños a las plantas generadoras que tienen pérdidas de energía, con el objetivo principal de lograr conexiones directas y evitar el paso por el SIC, pues pueden tener restricciones por los problemas de transmisión de energía.

- Con los puntos anteriores, se dan los elementos técnicos mínimos para el montaje de una planta productora de hidrógeno en el norte de Chile.
- Las tecnologías asociadas a convertir suministro eléctrico en excedencia a hidrógeno (Power to Gas), son una realidad a nivel mundial, y están como apoyo a sistemas de energías fotovoltaicas o eólicas, ya sea como almacenamiento de energía o directamente para utilizar el hidrógeno en otras industrias.
- Las distintas configuraciones de plantas Power To Gas (plantas productoras de hidrógeno) pueden entregar importantes volúmenes de hidrógeno en la operación base de 1 hora diaria, cantidades que van de 36 kg a 180 kg de hidrógeno. El tamaño del mercado consumidor de este gas, deberá determinar el tamaño óptimo de planta.
- A pesar de necesitar un compresor especial para hidrógeno, el almacenamiento analizado en estanques de fibra de carbono resulta ser mejor que los sistemas de estanques en hidruros metálicos analizados, ya sea en una planta dedicada a producir hidrógeno, como en una planta que produce hidrógeno y lo vuelve a transformar en energía eléctrica mediante celdas de combustible.
- El agua desmineralizada resulta ser un elemento clave para los sistemas diseñados, debido a que el electrolizador necesita 12 l/min, o sea, en la hora de operación necesita 720 l/h para producir 36 kg de hidrógeno. La logística de abastecimiento y la negociación de precios es clave para la optimización del modelo propuesto.
- Los sistemas *Power To Gas* son sistemas que en los modelos reflejan un buen comportamiento económico, siempre bajo el supuesto principal que es posible comercializar todo el hidrógeno producido.
- A pesar de que a priori se tiende a inferir que el mayor costo de producción es el costo de la energía, esto resulta estar errado, pues el agua resulta ser un insumo de proceso de alto costo y clave para la producción de hidrógeno.
- A medida que se incrementa el tamaño de planta, el costo medio de producción baja de forma importante, lo cual va de 16,8 a 10,2 MUSD/ Kg H₂. Esto se debe a la sensibilidad del costo medio frente al costo del agua y a las remuneraciones (costo fijo, independiente de los volúmenes de producción).

- De igual forma al punto anterior, a medida que va creciendo el tamaño de planta la TIR y el VAN tienen mejoras considerables. Un buen dimensionamiento del mercado del hidrógeno, que permita comercializar toda la producción, dará el tamaño óptimo de planta. Esto debido principalmente a la sensibilidad de estas variables al precio de venta del hidrógeno y a la mejor prorrata de los costos fijos.
- Los modelos en los cuales se produce hidrógeno en horas de muy bajos costos de energía y se vuelve a convertir el H₂ en energía eléctrica resultan ser económicamente inviables, debido a que son sistemas que tienen en promedio un 25% de eficiencia, o sea, para producir 1 MWh, necesitamos al menos tomar de la red 4 MWh. Sumado a lo anterior, el alto consumo de agua y compra de la misma, eleva de forma importante el costo operacional de este tipo de plantas. Todo esto redundante a que el margen operacional en los distintos flujos de caja es siempre negativo, o sea, el ingreso es muy inferior al costo operacional de la planta.
- En la búsqueda de lograr una mejor performance económica, se configura un quinto modelo para generar energía eléctrica, donde se recupera agua del proceso del fuel cell, se busca apalancamiento estatal sin reembolso para la planta productora de energía y se consigue un buen precio de compra de agua desmineralizada. Con esto recién se pueden lograr mejores márgenes operacionales (al menos positivos). Sin embargo la alta inversión no logra en el periodo de 15 años recuperar la inversión ni lograr indicadores financieros positivos.

7.2 Recomendaciones.

- Resultaría interesante analizar las implicancias en el SIC sabiendo que los electrolizadores PEM son capaces de operar rápidamente a full carga, debido a que operan a bajas temperaturas.
- Los análisis realizados fueron con equipos con fichas técnicas conocidas, equipos ya puestos en el mundo en aplicaciones similares, y en algunos casos con precios conocidos. Eventualmente se puede lograr una reducción en la inversión al

dimensionar los sistemas con equipos de mejores competencias técnicas, en especial en lo que respecta en el almacenamiento de hidrógeno.

- Considerando los altos costos de compra de agua desmineralizada, resultaría importante que en próximos análisis se consideren equipos que tomen agua en condiciones normales según la zona de la planta de hidrógeno y realicen los procesos físico-químicos para purificar y lograr agua de alta pureza y desionizada para el uso en los electrolizadores.
- La electrolisis del agua produce además de hidrógeno, grandes cantidades de oxígeno de alta pureza, este oxígeno también puede ser un elemento comercializable que podría mejorar los flujos de caja de los distintos modelos estudiados.

REFERENCIAS

- ABC Español. (08 de 08 de 2016). *www.abc.es*. Obtenido de http://www.abc.es/motor/reportajes/abci-drones-submarinos-impulsados-pila-hidrogeno-201608081620_noticia.html
- AES Energy Storage. (Agosto de 2016). *Deployments*. Obtenido de <http://aesenergystorage.com/deployments/>
- Aqua Solutions. (2016). Obtenido de <http://www.aquaa.com/hydrogen-generators-laboratory-water-purification-systems>
- Bull, M. (2009). *The Hydrogen Economy*.
- Bedoya, A., Castrillon, J., Ramirez, J., Vasquez, J., & Zabala, M. (04 de 11 de 2007). *BIOLOGICAL PRODUCTION OF HYDROGEN: A LITERATURE SURVEY*. Bogota, Colombia. Recuperado el 08 de 2016, de <http://www.revistas.unal.edu.co/index.php/dyna/article/view/1723/11614>
- Curtin, S., & Gangi, J. (2013). *2013 Fuel Cell Technologies Market Report*. Washington, D.C.: U.S. Department of Energy .
- Curtin, S., & Gangi, J. (2015). *The Business Case for Fuel Cells 2015: Powering Corporate Sustainability*. Fuel Cell and Hydrogen Energy Association. Washington, D.C.: Department of Energy (DOE) Office of Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE) Fuel Cell Technologies Office. Obtenido de http://energy.gov/sites/prod/files/2016/01/f28/fcto_2015_business_case_fuel_cells.pdf
- Department Of Energy U.S. - Energy Efficiency & Renewable Energy. (Agosto de 2016). *Hydrogen Analysis Resource Center: Energy Equivalency of Fuels*. Obtenido de <http://hydrogen.pnl.gov/hydrogen-data/hydrogen-properties>
- Department Of Energy U.S. - Energy Efficiency & Renewable Energy. (Agosto de 2016). *Hydrogen Analysis Resource Center: Hydrogen Data Book*. Recuperado el Agosto de 2016, de Fuel Cell Types - Descriptions and Characteristics: <http://hydrogen.pnl.gov/hydrogen-data/fuel-cell-types-descriptions-and-characteristics>
- DOE - Office of Nuclear Energy, Science and Technology. (s.f.). Nuclear Hydrogen R&D Plan. Estados Unidos.
- Foro de la Industria Nuclear Española. (2016). *Rincon Educativo Energía y Medio ambiente - Foro de la Industria Nuclear Española*. Obtenido de Rincon Educativo Energía y Medio ambiente - Foro de la Industria Nuclear Española: <http://rinconeducativo.org/es/recursos-educativos/el-hidrogeno-y-la-energia>
- Fuel Cell & Hydrogen Energy Association. (2016). Reportes de equipos estacionarios. Obtenido de <http://www.fchea.org/stationary/>
- Fuel Cells 2000. (s.f.). Fuel Cell Industry Top 200 Companies. Obtenido de http://hfcarchive.org/fuelcells/top_200.cgim?slug=
- Gonzalez, G. G. (2013). Almacenamiento de Energía Magnética por Superconducción. *Prisma Tecnológico*, 4(1).

- Griessen, R., & Zuttel, A. (2003). *Science and technology of hydrogen in metals*. Amsterdam.
- Hydrogenics. (Agosto de 2016). Obtenido de <http://www.hydrogenics.com/hydrogen-products-solutions/energy-storage-fueling-solutions/power-to-gas>
- International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy. (Agosto de 2016). *www.iphe.net*. Obtenido de 2014 Hydrogen and Fuel Cell Global: http://www.iphe.net/docs/2014_Commercialization_Rpt_111715.pdf
- Jepsen, J. (2014). *Technical and Economic Evaluation of Hydrogen Storage Systems based on Light Metal Hydrides*. Zentrum für Material- und Küstenforschung GmbH. Helmholtz-Zentrum Geesthacht.
- McPhy Energy S.A. (Agosto de 2016). *The McPhy solution*. Obtenido de <http://www.mcphy.com/en/technologies/solid-hydrogen-storage/mcphy-solution/>
- National Aeronautics and Space Administration. (06 de 12 de 2010). *NASA.gov*. Obtenido de http://www.nasa.gov/audience/forstudents/nasaandyou/home/rockets_bkgd_sp.html
- Oficina de Eficiencia Energética y Energía Renovable EE.UU. (18 de 08 de 2016). *Energy.gov*. Recuperado el Agosto de 2016, de *Energy.gov*: <http://energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-microbial-biomass-conversion>
- PhysOrg.com. (11 de 08 de 2016). *PhysOrg.com*. Obtenido de <http://phys.org/news/2010-03-compressed-air-energy-storage-renewable.html>
- Proton. (Agosto de 2016). Brochure Electrolizadores Proton M Series. Estados Unidos. Obtenido de <http://protononsite.com/products/m/#tab-documentation>
- Sandia Corporation. (Agosto de 2016). *DOE Global Energy Storage Database*. Obtenido de <http://www.energystorageexchange.org/projects>
- ScienceDaily. (01 de 09 de 2011). *ScienceDaily*. Obtenido de <https://www.sciencedaily.com/releases/2011/08/110831093919.htm>
- Ship-Technology. (13 de 08 de 2016). *www.ship-technology.com*. Recuperado el 13 de 08 de 2016, de <http://www.ship-technology.com/projects/viking-lady/>
- SolarReserve, LLC. (11 de 08 de 2016). *Proyectos SolarReserve*. Obtenido de <http://www.solarreserve.com/en/global-projects/csp/crescent-dunes>
- Song, C., Klebanoff, L., Johnson, T., Chao, B., Socha, A., Oros, J., . . . Breit, J. (2014). Using metal hydride H₂ storage in a mobile fuel cell equipment: Design and predicted performance of a metal hydride fuel cell mobile light. *Hydrogen Energy*, 14896- 14911.
- STORNETIC. The Energy Storage Company. (11 de 08 de 2016). <http://stornetic.com/>. Obtenido de <http://stornetic.com/>
- The Online Fuel Cell Information Resoure. (Julio de 2016). Obtenido de <http://hfcarchive.org/db/>
- U.S. Energy Information Administration. (11 de 08 de 2016). *www.eia.gov*. Obtenido de http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=6910#tabs_ElecStorage-1
- Valhalla. (08 de 10 de 2015). *edt-brochure-web-valhalla*. Santiago, Chile.

ANEXOS

- Anexo 1: Reporte completo software Crystal Ball.
- Anexo 2: Tabla fabricantes celdas de combustible.
- Anexo 3: Cotización hidrógeno Indura.
- Anexo 4: Brochure fuel cell 1MW Hydrogenics.
- Anexo 5: Brochure electrolizador Proton.
- Anexo 6: Precios estanques hidruro metálico.
- Anexo 7: Flujo de caja completo Modelo 1 - Producción de hidrógeno
- Anexo 8: Flujo de caja completo Modelo 1 - Producción de energía.
- Anexo 9: Flujo de caja completo Modelo 5 - Producción de energía.

ANEXO I Reporte completo software Crystal Ball.

Informe de Crystal: completo
Simulación iniciada el 01/09/2016 a las 18:02
Simulación detenida el 01/09/2016 a las 18:02

Prefs ejecución:
Número de pruebas ejecutadas 500.000
Velocidad extrema
Monte Carlo
Inicialización aleatoria
Control de precisión activado
Nivel de confianza 95,00%

Estadísticas de ejecución:
Tiempo de ejecución total (seg) 9,32
Pruebas/segundo (promedio) 53.621
Números aleatorios por segundo 428.965

Datos de Crystal Ball:
Suposiciones 8
Correlaciones 0
Matrices de correlación 0
Variables de decisión 0
Previsiones 6

Previsiones

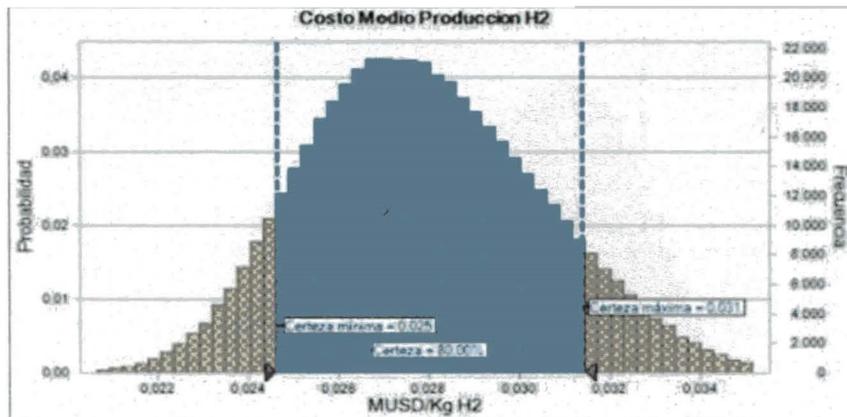
Hoja de trabajo: [Costos y Flujos de Caja H2 CristalBall.xlsx]Flujo Mod1 h2

Previsión: Costo Medio Produccion H2

Celda: B59

Resumen:

El nivel de certeza es 80,0000%
El rango de certeza es de 0,025 a 0,031
El rango completo es de 0,018 a 0,040
El caso base es 0,026
Después de 500.000 pruebas, el error estándar de la media es 0,000



Previsión: Costo Medio Produccion H2 (contin.)

Celda: B59

Estadísticas:	Valores de previsión
Pruebas	500.000
Caso base	0,026
Media	0,028
Mediana	0,028
Modo	---
Desviación estándar	0,003
Varianza	0,000
Sesgo	0,2400
Curtosis	2,78
Coefficiente de variación	0,0928
Mínimo	0,018
Máximo	0,040
Ancho de rango	0,023
Error estándar medio	0,000

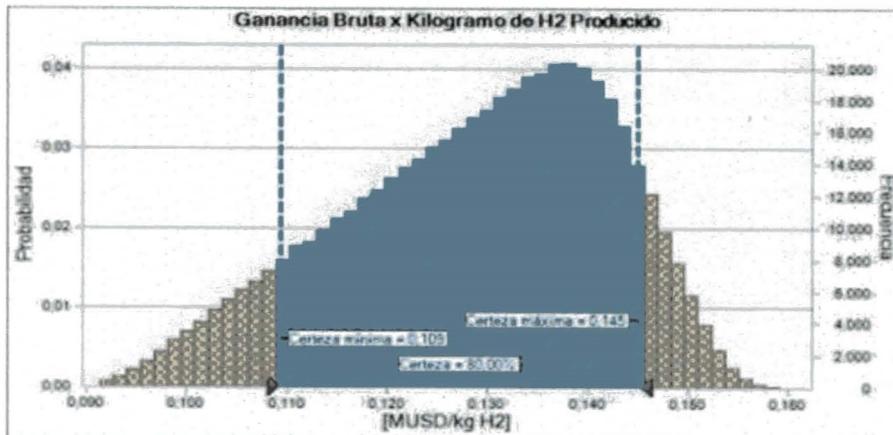
Percentiles:	Valores de previsión
0%	0,018
10%	0,025
20%	0,026
30%	0,026
40%	0,027
50%	0,028
60%	0,028
70%	0,029
80%	0,030
90%	0,031
100%	0,040

Previsión: Ganancia Bruta x Kilogramo de H2 Producido

Celda: B61

Resumen:

El nivel de certeza es 80,0000%
 El rango de certeza es de 0,109 a 0,145
 El rango completo es de 0,085 a 0,160
 El caso base es 0,142
 Después de 500.000 pruebas, el error estándar de la media es 0,000



Estadísticas:	Valores de previsión
Pruebas	500.000
Caso base	0,142
Media	0,129
Mediana	0,131
Modo	---
Desviación estándar	0,013
Varianza	0,000
Sesgo	-0,4243
Curtosis	2,45
Coefficiente de variación	0,1038
Mínimo	0,085
Máximo	0,160
Ancho de rango	0,075
Error estándar medio	0,000

revisión: Ganancia Bruta x Kilogramo de H2 Producido (contin.)

Celda: B61

Percentiles:	Valores de previsión
0%	0,085
10%	0,109
20%	0,117
30%	0,122
40%	0,127
50%	0,131
60%	0,134
70%	0,138
80%	0,141
90%	0,145
100%	0,160

revisión: Ganancia Neta por Kilogramo de Hidrogeno Producido

Celda: B62

Resumen:

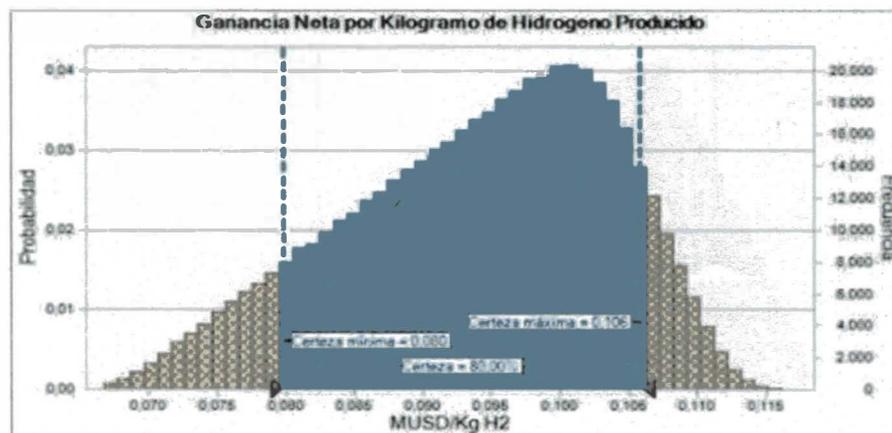
El nivel de certeza es 80,0000%

El rango de certeza es de 0,080 a 0,106

El rango completo es de 0,062 a 0,117

El caso base es 0,104

Después de 500.000 pruebas, el error estándar de la media es 0,000



Estadísticas:	Valores de previsión
Pruebas	500.000
Caso base	0,104
Media	0,094
Mediana	0,095
Modo	---
Desviación estándar	0,010
Varianza	0,000
Sesgo	-0,4243
Curtosis	2,45
Coefficiente de variación	0,1038
Mínimo	0,062
Máximo	0,117
Ancho de rango	0,055
Error estándar medio	0,000

Previsión: Ganancia Neta por Kilogramo de Hidrogeno Producido (contin.)

Celda: B62

Percentiles:	Valores de previsión
0%	0,062
10%	0,080
20%	0,085
30%	0,089
40%	0,092
50%	0,095
60%	0,098
70%	0,100
80%	0,103
90%	0,106
100%	0,117

Previsión: Ingreso por Venta Acumulados periodo 15

Celda: B64

Resumen:

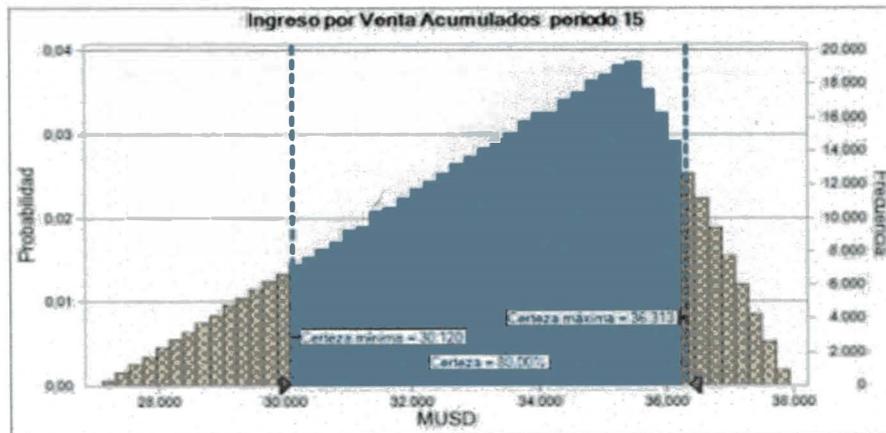
El nivel de certeza es 80,0000%

El rango de certeza es de 30.120 a 36.313

El rango completo es de 27.118 a 37.930

El caso base es 35.484

Después de 500.000 pruebas, el error estándar de la media es 3



Estadísticas:	Valores de previsión
Pruebas	500.000
Caso base	35.484
Media	33.512
Mediana	33.842
Modo	---
Desviación estándar	2.319
Varianza	5.376.045
Sesgo	-0,4490
Curtosis	2,40
Coefficiente de variación	0,0692
Mínimo	27.118
Máximo	37.930
Ancho de rango	10.812
Error estándar medio	3

Previsión: Ingreso por Venta Acumulados periodo 15 (contin.)

Celda: B64

Percentiles:	Valores de previsión
0%	27.118
10%	30.120
20%	31.375
30%	32.328
40%	33.132
50%	33.842
60%	34.488
70%	35.080
80%	35.638
90%	36.313
100%	37.930

Previsión: Utilidad Acumulada periodo15

Celda: B63

Resumen:

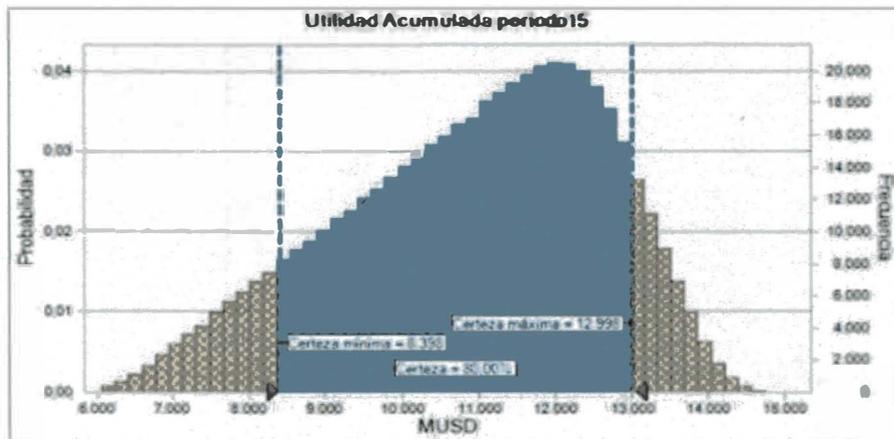
El nivel de certeza es 80,0000%

El rango de certeza es de 8.398 a 12.998

El rango completo es de 5.161 a 15.107

El caso base es 12.605

Después de 500.000 pruebas, el error estándar de la media es 2



Estadísticas:	Valores de previsión
Pruebas	500.000
Caso base	12.605
Media	10.902
Mediana	11.133
Modo	---
Desviación estándar	1.730
Varianza	2.993.229
Sesgo	-0,4229
Curtosis	2,45
Coefficiente de variación	0,1587
Mínimo	5.161
Máximo	15.107
Ancho de rango	9.946
Error estándar medio	2

Previsión: Utilidad Acumulada periodo15 (contin.)

Celda: B63

Percentiles:	Valores de previsión
0%	5.161
10%	8.398
20%	9.316
30%	10.019
40%	10.611
50%	11.133
60%	11.601
70%	12.041
80%	12.480
90%	12.998
100%	15.107

Previsión: VAN

Celda: B56

Resumen:

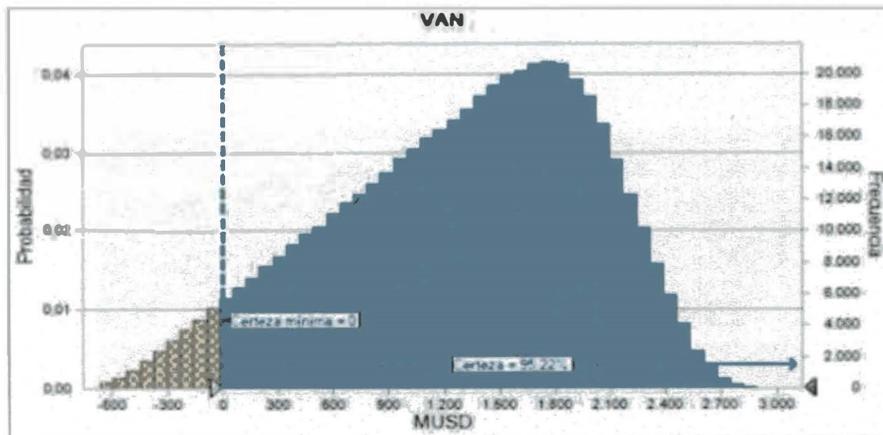
El nivel de certeza es 95,2248%

El rango de certeza es de 0 a ∞

El rango completo es de -1.067 a 3.038

El caso base es 1.979

Después de 500.000 pruebas, el error estándar de la media es 1



Estadísticas:	Valores de previsión
Pruebas	500.000
Caso base	1.979
Media	1.292
Mediana	1.384
Modo	---
Desviación estándar	700
Varianza	489.487
Sesgo	-0,4183
Curtosis	2,46
Coefficiente de variación	0,5416
Mínimo	-1.067
Máximo	3.038
Ancho de rango	4.105
Error estándar medio	1

Previsión: VAN (contin.)

Celda: B56

Percentiles:	Valores de previsión
0%	-1.067
10%	280
20%	651
30%	935
40%	1.173
50%	1.384
60%	1.573
70%	1.751
80%	1.929
90%	2.140
100%	3.038

Fin de previsiones

Suposiciones

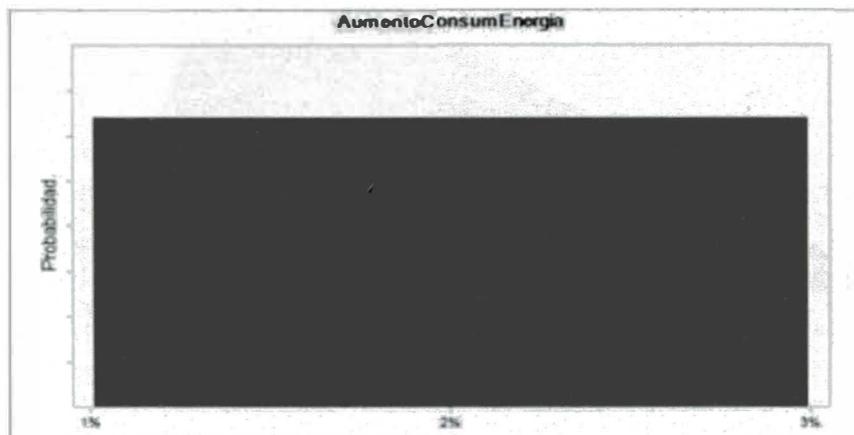
Hoja de trabajo: [Costos y Flujos de Caja H2 CristalBall.xlsx]Flujo Mod1 h2

Suposición: AumentoConsumEnergia

Celda: C8

Uniforme distribución con parámetros:

Mínimo	1%
Máximo	3%



Suposición: C20

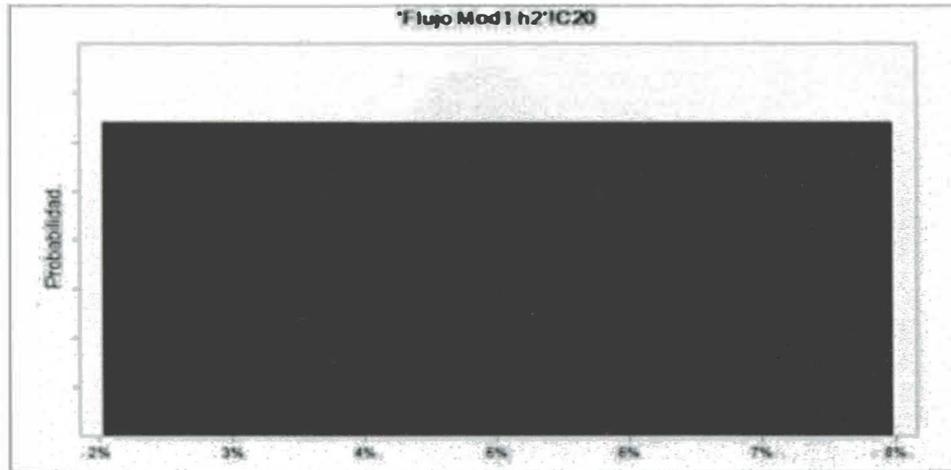
Celda: C20

Uniforme distribución con parámetros:

Minimo	2%
Máximo	8%

Suposición: C20 (contin.)

Celda: C20



Suposición: CostoAguaDesm

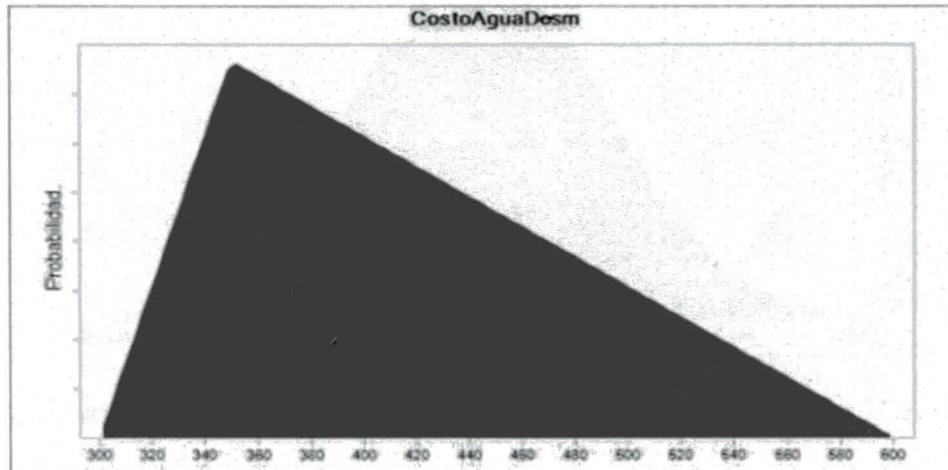
Celda: C10

Triangular distribución con parámetros:

Minimo	300
Más probable	350
Máximo	600

Suposición: CostoAguaDesm (contin.)

Celda: C10

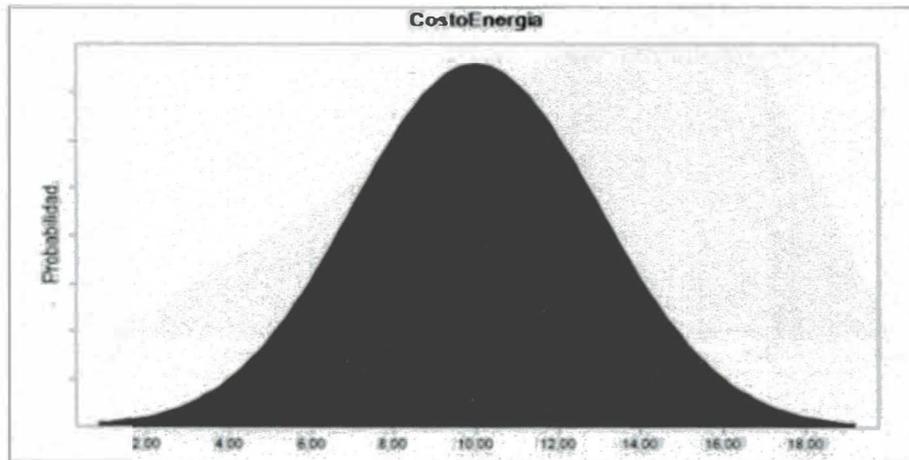


Suposición: CostoEnergia

Celda: C7

Normal distribución con parámetros:

Media	10,00
Desv est	3,00

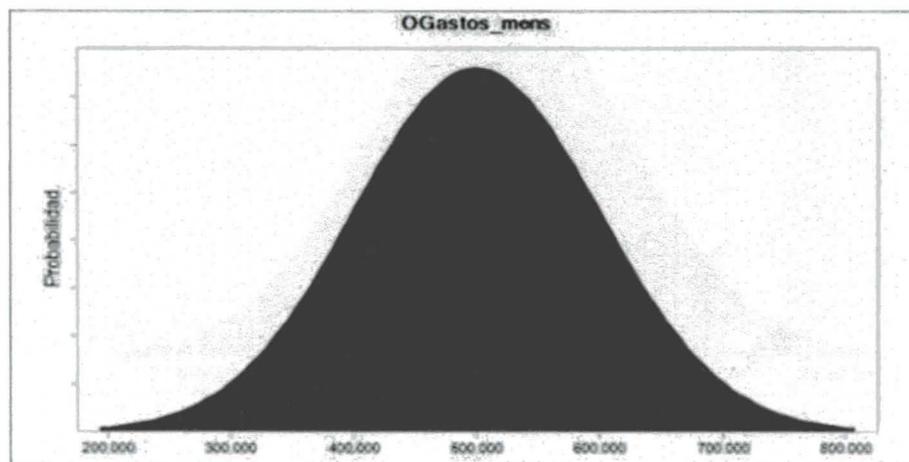


Suposición: OGastos_mens

Celda: H13

Normal distribución con parámetros:

Media	500.000
Desv est	100.000



Suposición: PVta_H2

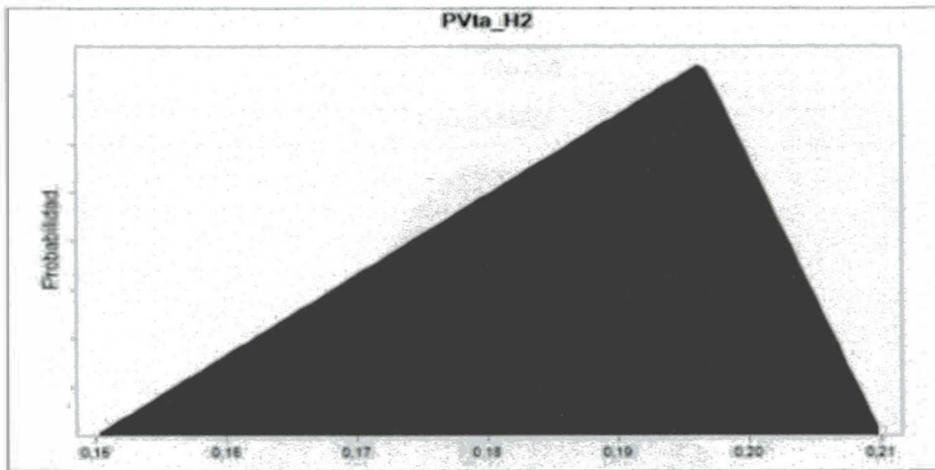
Celda: C2

Triangular distribución con parámetros:

Mínimo	0,15
Más probable	0,20
Máximo	0,21

Suposición: PVta_H2 (contin.)

Celda: C2

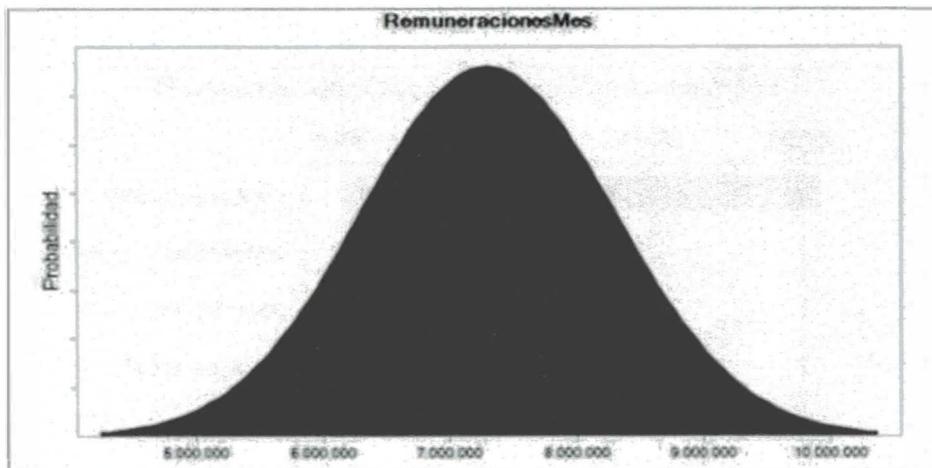


Suposición: RemuneracionesMes

Celda: M5

Normal distribución con parámetros:

Media	7.300.000
Desv est	1.000.000

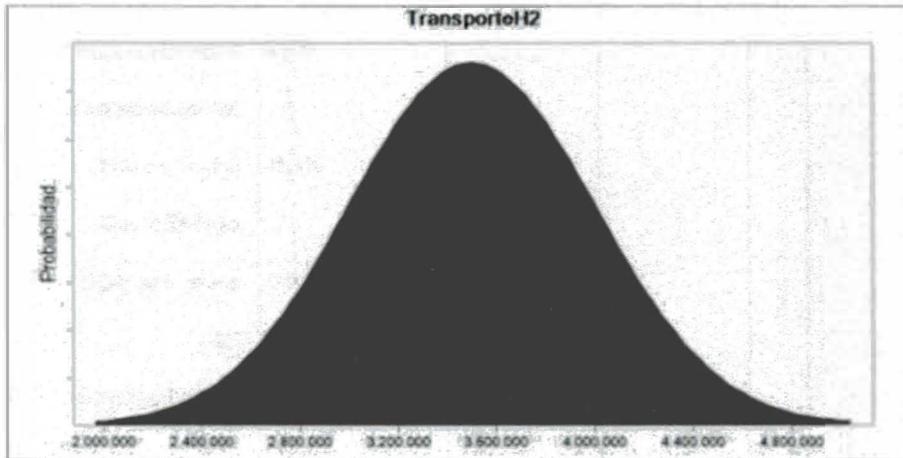


Suposición: TransporteH2

Celda: H8

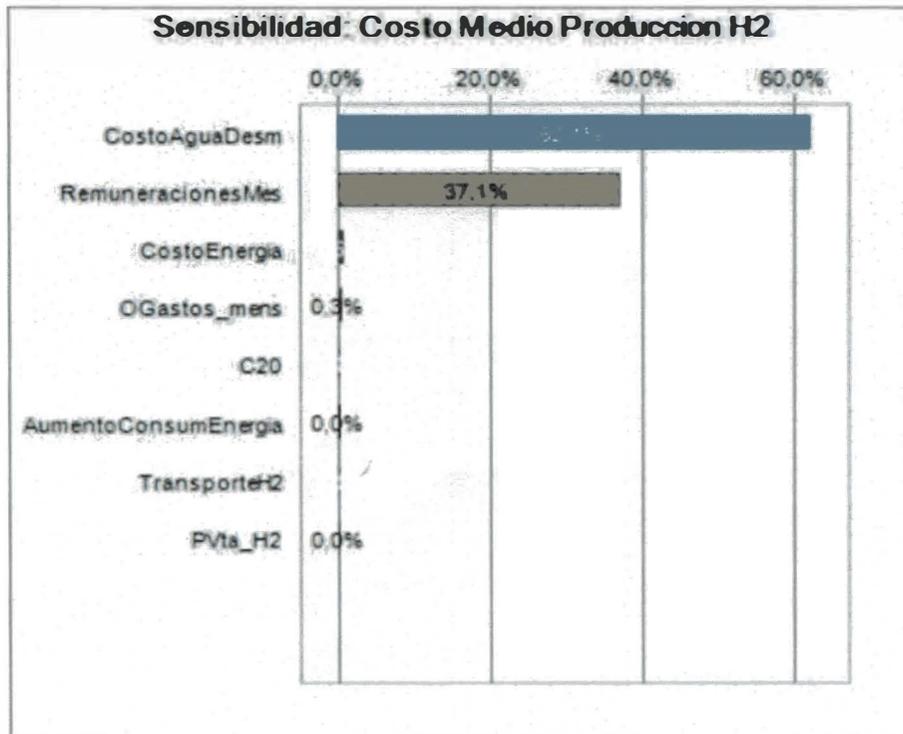
Normal distribución con parámetros:

Media 3.500.000
Desv est 500.000

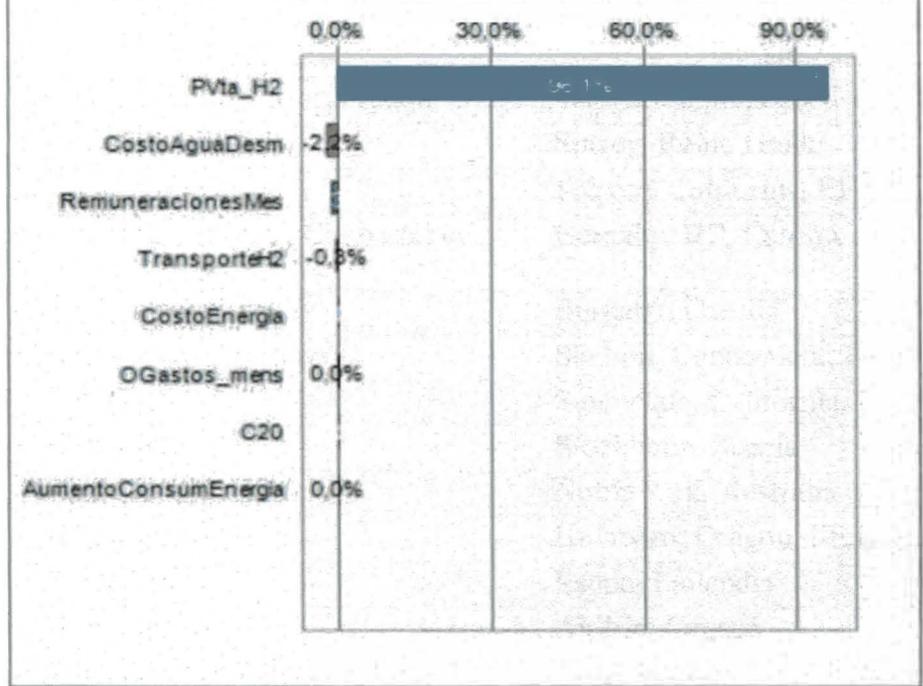


Fin de suposiciones

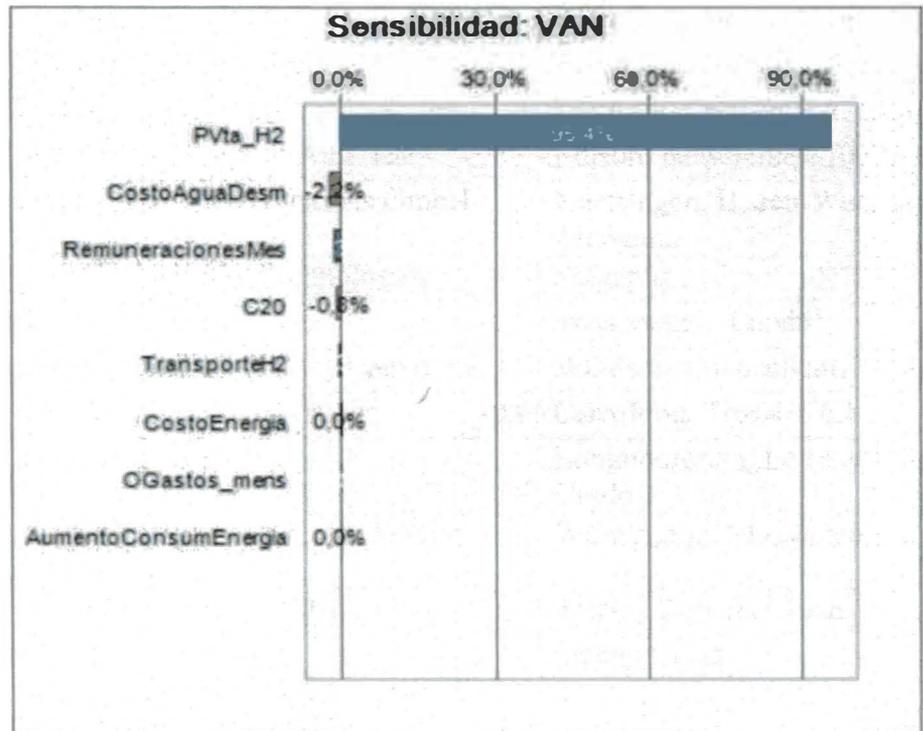
Gráficos de sensibilidad



Sensibilidad: Ganancia Neta por Kilogramo de Hidrogeno Produ



Sensibilidad: VAN



ANEXO II Tabla fabricantes celdas de combustible.

#	Empresa	Ubicación
1	Acumentrics SOFC Corporation	Westwood, Massachusetts, EE.UU.
2	AFC Energy	Surrey, Reino Unido
3	Altery Systems	Folsom, California, EE.UU.
4	Automotive Fuel Cell Cooperation Corp.	Burnaby, BC, Canadá
5	Ballard Power Systems	Burnaby, Canadá
6	BIC Consumer Products	Shelton, Connecticut, EE.UU.
7	Bloom Energy	Sunnyvale, California, EE.UU.
8	Cellkraft AB	Stockholm, Suecia
9	Ceramic Fuel Cells Ltd.	Noble Park, Australia
10	ClearEdge Power	Hillsboro, Oregon, EE.UU.
11	Convion Ltd.	Espoo, Finlandia
12	DDI Energy Inc.	Airdrie, Canadá
13	Delphi Automotive Systems, LLC	Troy, Michigan, EE.UU.
14	Elcogen AS	Tallinn, Estonia
15	elcore GmbH	Munich, Alemania
16	EnerFuel	West Palm Beach, Florida, EE.UU.
17	eZelleron GmbH	Dresden, Alemania
18	FuelCell Energy	Danbury, Connecticut, EE.UU.
19	Fuji Electric Corp. of America	Edison, New Jersey, EE.UU.
20	FutureE Fuel Cell Solutions GmbH	Nuertingen, Baden-Wuerttemberg, Alemania
21	Horizon Fuel Cell Technologies	Singapur
22	Hydrogenics	Mississauga, Canadá
23	Infinity Fuel Cell and Hydrogen, Inc.	Windsor, Connecticut, EE.UU.
24	Infintium Fuel Cell Systems	Carrollton, Texas, EE.UU.
25	Intelligent Energy	Loughborough, Leicestershire, Reino Unido
26	Lilliputian Systems/Nectar Mobile Power	Wilmington, Massachusetts, EE.UU.
27	M-FIELD Energy LTD.	Taipei, Taiwan, China
28	MES sa	Stabio, Suiza
29	Nedstack PEM Fuel Cells	6802 ED Arnhem, Holanda
30	Nuvera Fuel Cells	Billerica, Massachusetts, EE.UU.

#	Empresa	Ubicación
31	Oorja Protonics Inc.	Fremont, California, EE.UU.
32	Palcan Energy Corporation	Vancouver, BC, Canadá
33	PaxiTech	Rhone-Alpes, Francia
34	Plug Power Inc.	Latham, New York, EE.UU.
35	PowerCell Sweden AB	Göteborg, Suecia
36	ReliOn	Spokane, Washington, EE.UU.
37	SerEnergy A/S	Hobro, Dinamarca
38	SFC Energy AG	Brunnthal-Nord, Alemania
39	SOFCpower Spa	Mezzolombardo - Trento, Italia
40	Sunfire GmbH	Dresden, Alemania
41	Toho Gas Co., Ltd.	Tokai City, Japón
42	Topsoe Fuel Cell A/S	Lyngby, Dinamarca
43	Tropical S.A.	Athens, Grecia
44	US Hybrid	South Windsor, Connecticut, EE.UU.
45	Versa Power Systems	Littleton, Colorado, EE.UU.
46	VP Energy LLC	Brighton, Michigan, EE.UU.

ANEXO III Cotización hidrógeno Indura



INDURA S.A.
 Rut : 91.335.000-6
 Teléfono: 600 600 3030, Fax: 600 600 6789
 Casa Matriz: Av. Las Américas 585, Cerrillos - Santiago
 ventas@indura.net

Estimado Sr(a) : PABLO RODRÍGUEZ

De nuestra consideración:
 De acuerdo a lo solicitado por Uds. nos es grato presentar nuestra oferta por lo siguiente:

COTIZACIÓN	
N° Cotización	: 12154921
N° Cliente	: 1242280
N° Solicitud Cliente	: SO
Fecha	: 03.02.2015
Empresa	
OBIT INGENIERIA LTDA	
CONSTRAMAESTRE MICALVI 309	
76134344-0	
Fono:2-29791220	
e-mail:PRODRGUEZ@OBIT.CL	
Ejecutivo : SANDRO RODRIGUEZ VIDAL	
Sucursal : CASA MATRIZ	
Fono : 6006003030	
e-mail : srodriguez@indura.net	

Cantidad	Código SAJ	Descripción	Precio	Moneda	% Descuento	Total	
1 CYL	56-X	HIDROGENO GAS 5.5 M3 (CL. 2.1	60.170	CLP	0	60.170	
1 CYL	56-J	HIDROGENO GAS 7 M3 (CL. 2.1 NU	76.580	CLP	0	76.580	
1 CYL	4000127	FLETE CILINDRO LOCAL	6.358	CLP	0	6.358	
1 DIA	4000107	ARRIENDO DE CILINDRO	170	CLP	0	170	
Observaciones:						NETO	\$ 143.278
						IVA	\$ 27.223
						TOTAL	\$ 170.501

Condiciones de Pago:
 Vales de Honor, efectúa a PVA
 Válido de la cotización hasta el 17.02.2015

Forma de Pago: Contado en Efectivo
 Cheque, Recibos, Cheque electrónico y crédito a favor de INDURA S.A., Tarjetas de Crédito Visa, Mastercard, Débito y Acreditado Express.

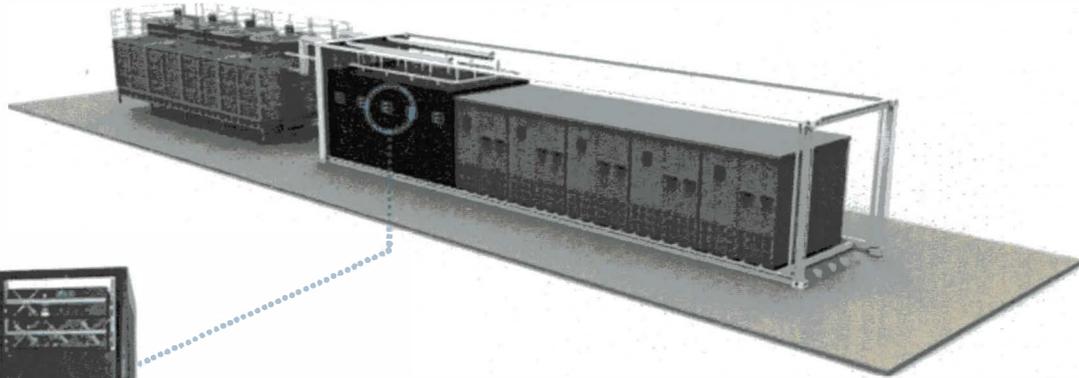
Plazo de entrega: inmediato según stock en Santiago, salvo cuando precise.

ANEXO IV Brochure Fuel Cell 1MW Hydrogenics



Fuel Cell Megawatt Power Generation Platform

Hydrogenics' MW Power Plant platform is a clean, highly-reliable, cost effective power solution for backup, stand-by, and peak shaving stationary applications.



Our self-contained fuel cell solution can replace or augment both renewable and diesel generators. It can deliver DC power or can be combined with an inverter or UPS for AC power. It uses hydrogen stored on-site or via pipeline to feed to the fuel cell architecture and its management system handles control, monitoring and safety functions.

Hydrogenics' HyPM™ HD30 is the core of this modular solution. It provides peak efficiency greater than 50% with small footprint, high runtime capabilities, unlimited start-stop cycling, no water for humidification and no nitrogen for shutdown is required.

Hydrogenics' HyPM™ Racks lead the industry for power delivery on a volume and weight basis.

*** Conditions:**

- Inlet air temperature: 15°C
- Atmosphere pressure: 101.3 kPa
- Fuel type: Hydrogen according to ISO/TS 14687-2:2008(E)

Product Specifications*

Type:	PEM (Proton Exchange Membrane) Fuel Cell Power Generator	
Performance:	Electrical Output Continuous	1 MWe
	Electrical Efficiency	49% LHV
	System Output Voltage	380 - 480 VAC
	System Output Frequency	50 - 60 Hz
	Package Design Life	20 years with LTSA
Physical Characteristics:	Dimensions (H x W x L)	6 x 10 x 50 feet
	Weight	32,000 kg
Fuel:	Hydrogen	> 99.99%
	Fuel Consumption	780 m³/h BOL ¹
	Aux Electrical Input Power	30 kW continuous, 40 kW at start-up
Available Heat:	Output Heat Load	≈ 2 MW
	Stack Temperature	Up to 70°C
	Exhaust Gas Temperature	70°C
Emissions:	Noise level at 1m	Approx. 75 dB in open air
	Pollutants	Zero emissions (No GHG or local air pollutants)

¹ Fuel consumption calculated for reference only. Actual fuel consumption may vary.

We're Ready.

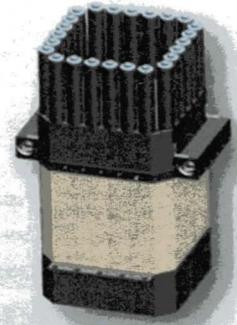
powersales@hydrogenics.com



Proton M Series MW Scale PEM Electrolyzers

Proton can provide turnkey electrolysis solutions for applications in the MW power range:

- Fast response and 100% turndown for renewable and ancillary services applications.
- Grid and micro-grid balancing and load shifting.
- Peak shaving for variable rate purchasing agreements.
- Integration with pipeline infrastructure for CNG enrichment.
- Renewable hydrogen fuel for motive applications.
- Compression, storage, and fuel cell integration.
- Turnkey vehicle fueling infrastructure capability (350 bar and 700 bar).
- Worldwide technical service and support.



M-Series Cell Stack

Flexible Architecture

High Efficiency

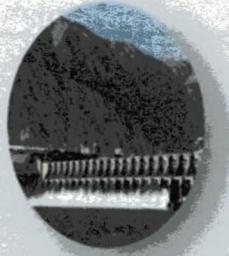
Wide Dynamic Range

Reliable and Safe



Proton M Series PEM Electrolyzers for MW Scale Energy Storage

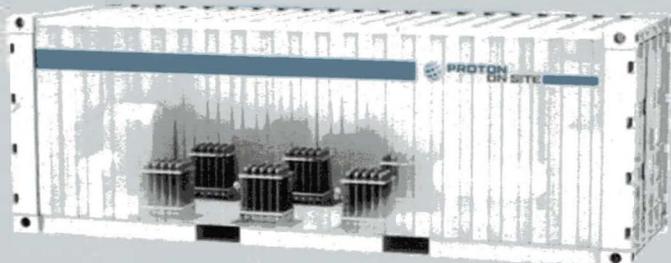
Proton's patent-pending M Series PEM electrolysis technology enables fast load following response to support frequency regulation and load balancing of grid systems with a high degree of renewable power integration.



PROTON M SERIES HYDROGEN GENERATOR TECHNICAL SPECIFICATIONS

PURE HYDROGEN OUTPUT (1 MW or 2 MW)	>200 Nm ³ /hr or >400 Nm ³ /hr
ELECTROLYTE SYSTEM	Proton Exchange Membrane solid electrolyte, caustic-free (no KOH)
MAX DELIVERY PRESSURE	30 barg (435 psig)
PURITY	>99.9% (>99.9995% high purity option)
HYDROGEN DEW POINT	-72 °C with high purity option
WATER USAGE	<6 LPM or <12 LPM
WATER QUALITY (MIN) REQUIRED	Deionized ISO 3696 Grade 2
ELECTRICAL SUPPLY REQUIRED	10 kV and 20 kV, 3 phase, 50/60 Hz
OPERATING ENVIRONMENT	Indoor
PRODUCT CERTIFICATIONS	CE, ISO 22734-1
CONTROLS AND AUTOMATION	Fully automated and unattended
DUTY CYCLE	100% (24/7)
ANCILLARIES	RO/DI system, thermal control unit, instrument air compressor, optional H ₂ dryer

Summary specifications. Specifications are subject to change. For the full technical specifications, contact Proton OnSite.



PD-0600-0110 Rev A.

©2014 Proton Energy Systems, Inc. All Rights Reserved. Proton, Proton OnSite, and Proton Energy Systems are trademarks of Proton Energy Systems, Inc. d/b/a Proton OnSite

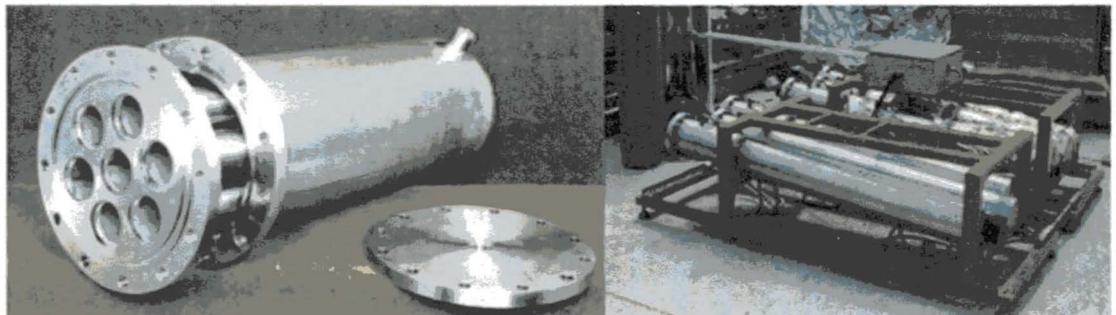


Hbond -5000

Metal Hydride Hydrogen Storage System

This systems are able to store hydrogen inside of the metallic structure of the hydride: it's a more compact and safe solution in comparison with the traditional high pressure bottles. On the base of this unit HB-5000 could be produced Hydrogen Storage systems up to 100 Nm³ hydrogen.

	HBond-5000 L	HBond-5000 H	HBond-7000 L	HBond-7000 H
Hydrogen Capacity	5000 NI H2	5000 NI H2	7000 NI H2	7000 NI H2
Diameter:	169 mm	169 mm	169 mm	169 mm
Weight	76 kg (34 kg MH)	76 kg (34 kg MH)	98 kg (46 kg MH)	98 kg (46 kg MH)
Length	1100 mm	1100 mm	1650 mm	1650 mm
Charging Pressure	15 Bar	5 Bar	15 Bar	5 Bar
Charging temperature	Max. 25 ^o C			
Charging Time	45-60 minutes	45-60 minutes	45-60 minutes	45-60 minutes
Discharging Pressure	10 to 2 Bar	5 to 2 Bar	10 to 2 Bar	5 to 2 Bar
Discharging Temperature	10 – 30 ^o C	65 – 75 ^o C	10 – 30 ^o C	65 – 75 ^o C
FOB Price (Sofia airport)	5750 Euro	5700 Euro	8050 Euro	7950 Euro



LABTECH INT. LTD.

Mladost -1, Bld. 25, ent.A, Sofia-1784, BULGARIA

Tel (+359) 2 979 0939 - Fax (+359) 2 979 0939 - Mobile: (+359) 878 936 169

e-mail: info@labtech.solo.bg - <http://labtech.solo.bg>

ANEXO VIII Flujo de caja completo Modelo 1 – Producción de energía

Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Inversión Inicial																
Flete + Seguros + Internación																
Margen seguridad																
MWh																
Precio Venta Energía [MUSD/MWh]		1.380	1.380	1.380	1.380	1.380	1.380	1.380	1.380	1.380	1.380	1.380	1.380	1.380	1.380	1.380
Ingreso por Venta [MUSD]		138	138	138	138	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145
Hidrógeno almacenado [kg/año]		99.745	99.745	99.745	99.745	99.745	99.745	99.745	99.745	99.745	99.745	99.745	99.745	99.745	99.745	99.745
Agua consumida [l/año] o [kg/año]		1.996.896	1.996.896	1.996.896	1.996.896	1.996.896	1.996.896	1.996.896	1.996.896	1.996.896	1.996.896	1.996.896	1.996.896	1.996.896	1.996.896	1.996.896
Agua recuperada [l/año] o [kg/año]			718.164	718.164	718.164	718.164	718.164	718.164	718.164	718.164	718.164	718.164	718.164	718.164	718.164	718.164
Total agua a comprar [l/año] o [kg/año]		1.996.896	1.278.732	1.278.732	1.278.732	1.278.732	1.278.732	1.278.732	1.278.732	1.278.732	1.278.732	1.278.732	1.278.732	1.278.732	1.278.732	1.278.732
Total energía consumida [MWh]		5.680	5.680	5.680	5.680	5.680	5.680	5.680	5.680	5.680	5.680	5.680	5.680	5.680	5.680	5.680
Egreso agua desmineralizada [MUSD]		1.075	689	689	689	689	689	689	689	689	689	689	689	689	689	689
Egreso compra energía [MUSD]		11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Egreso Remuneraciones [MUSD]		98	98	98	98	98	98	98	100	100	100	100	100	100	100	100
Egreso Mantenimiento [MUSD]		47	47	47	284	47	284	47	47	284	47	47	284	47	47	284
Otros (Imponderables) [MUSD]		4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Egresos Totales [MUSD]		-1.235	-849	-1.085	-849	-1.085	-849	-849	-851	-1.087	-851	-851	-1.087	-851	-851	-1.087
Margen Operacional [MUSD]		-1.097	-711	-947	-711	-940	-704	-706	-942	-706	-706	-706	-942	-706	-706	-942
Gastos Administracion [MUSD]		-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50
Depreciacion [MUSD]		-1.954	-1.954	-1.954	-1.954	-1.954	-1.954	-1.954	-1.954	-1.954	-1.954	-1.954	-1.954	-1.954	-1.954	-1.954
Utilidad antes de impuestos [MUSD]		-3.101	-2.714	-2.950	-2.714	-2.944	-2.707	-2.709	-2.709	-2.946	-2.709	-2.709	-2.946	-2.709	-2.709	-2.946
Impuestos (27%) [MUSD]		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Utilidad Final [MUSD]		-3.101	-2.714	-2.950	-2.714	-2.944	-2.707	-2.709	-2.709	-2.946	-2.709	-2.709	-2.946	-2.709	-2.709	-2.946
Utilidad Acumulada [MUSD]		-33.657	-36.372	-39.322	-42.036	-44.750	-47.694	-50.401	-53.110	-56.056	-58.765	-60.512	-63.268	-66.024	-68.780	-71.536

ANEXO IX Flujo de caja completo Modelo 5 – Producción de energía.

Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Inversión Inicial																
Flujo + Seguros + Intermedios																
Mar gen seguridad																
Apoyo Estado Inversión Inicial (70%)																
Energía producida		3 927 459														
Precio Venta Energía		8.802	8.802	8.802	8.802	8.802	8.802	8.802	8.802	8.802	8.802	8.802	8.802	8.802	8.802	8.802
Ingreso por Venta		880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880
Hidrógeno almacenado		623 406	623 406	623 406	623 406	623 406	623 406	623 406	623 406	623 406	623 406	623 406	623 406	623 406	623 406	623 406
Agua consumida		12 480 593	12 480 593	12 480 593	12 480 593	12 480 593	12 480 593	12 480 593	12 480 593	12 480 593	12 480 593	12 480 593	12 480 593	12 480 593	12 480 593	12 480 593
Agua recuperada		2 448 262	4 488 525	4 488 525	4 488 525	4 488 525	4 488 525	4 488 525	4 488 525	4 488 525	4 488 525	4 488 525	4 488 525	4 488 525	4 488 525	4 488 525
Total agua a comprar		10 236 330	7 992 068	7 992 068	7 992 068	7 992 068	7 992 068	7 992 068	7 992 068	7 992 068	7 992 068	7 992 068	7 992 068	7 992 068	7 992 068	7 992 068
Total energía consumida		35 022	35 022	35 022	35 022	35 022	35 022	35 022	35 022	35 022	35 022	35 022	35 022	35 022	35 022	35 022
Egreso Agua desmineralizada		787	615	615	615	615	615	615	615	615	615	615	615	615	615	615
Egreso compra energía		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Egreso remuneraciones		30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Egreso Mantenimiento		31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
Otros (Imponderables)		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Egresos Totales		854	681	743	821	881	943	1002	1062	1124	1182	1244	1302	1362	1424	1484
Margen Operacional		27	199	137	199	181	243	243	243	180	243	243	180	243	243	180
Gastos Administración		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depreciación		-5 158	-5 158	-5 158	-5 158	-5 158	-5 158	-5 158	-5 158	-5 158	-5 158	-5 158	-5 158	-5 158	-5 158	-5 158
Utilidad antes de Impuestos		-5 132	-4 959	-5 021	-4 959	-4 977	-4 915	-4 915	-4 916	-4 978	-4 916	-4 916	-4 916	-4 916	-4 916	-4 916
Impuestos (27%)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Utilidad Final		-36 370	-4 959	-5 021	-4 959	-4 977	-4 915	-4 915	-4 916	-4 978	-4 916	-4 916	-4 916	-4 916	-4 916	-4 916
Utilidad Acumulada		-36 370	-41 501	-46 460	-51 482	-56 441	-61 399	-66 377	-71 292	-76 207	-81 185	-86 101	-91 024	-95 924	-100 824	-105 708

