

eman ta zabal zazu



Universidad
del País Vasco

Euskal Herriko
Unibertsitatea

Diseño de un sistema para el suministro de hidrógeno a una hidrogenera desde la red de gas natural

Alumno: Ibon Lazcano Echeverría

Tutor: José Francisco Cambra Ibáñez

Departamento: Ingeniería Química y del Medio Ambiente

Curso docente: 2020/2021

Descripción: Mediante el presente proyecto se estudia una de las etapas cruciales para la utilización de la red de gas natural como un sistema de almacenamiento y distribución de hidrógeno. Se pretende utilizar el hidrogeno separado para abastecer una estación hidrogenera que pueda abastecer a un número determinado de vehículos. La separación del hidrógeno del gas natural es crítica en dos aspectos, pureza del hidrógeno separado y energía consumida en el proceso. Se estudiarán diferentes alternativas para la separación del hidrogeno, eligiendo la más adecuada para la implementación en la hidrogenera. Una vez separado el hidrogeno uno de los principales problemas es el almacenamiento del gas a altas presiones, por lo que se diseñará un sistema de compresión y almacenamiento adecuado para la demanda que necesite la estación hidrogenera. Este proyecto se ha realizado en colaboración con la empresa Nortegas, siguiendo en ocasiones sus requisitos a la hora de diseñar la hidrogenera.

Abstract: Through this project, one of the crucial stages for the use of the natural gas network as a hydrogen storage and distribution system is studied. It is intended to use the separated hydrogen to supply a hydrogenation station that can supply a certain number of vehicles. The separation of hydrogen from natural gas is critical in two respects, purity of the separated hydrogen and energy consumed in the process. Different alternatives for hydrogen separation will be studied, choosing the most suitable for implementation in the hydrogenation plant. Once the hydrogen has been separated, one of the main problems is the storage of the gas at high pressures, which is why a compression and storage system suitable for the demand that the hydro-generating station needs will be designed. This project has been carried out in collaboration with the Nortegas company, sometimes following their requirements when designing the hydrogenator.

Laburpena: Proiektu honen bidez, gas naturalaren sarea hidrogenoa gordetzeko eta banatzeko sistema gisa erabil dadin funtsezko etapetako bat aztertzen da. Bereizitako hidrogenoa erabili nahi da hidrogeno estazio bat hornitzeko zeinek ibilgailu kopuru jakin bat zuzkituko duen. Hidrogenoa gas naturaletik bereiztea funtsezkoa da bi alderditan, bereizitako hidrogenoa garbitzea eta prozesuan kontsumitutako energia. Hidrogenoa bereizteko alternatiba desberdinak aztertuko dira, hidrogenazio instalazioan gauzatzeko egokiena aukeratuz. Hidrogenoa bereizita, arazo nagusietako bat gasa presio altuetan biltegitratzea da, horregatik hidro-sorkuntza zentralak behar duen eskaerarako egokia den konpresio eta biltegitratze sistema diseinatuko da. Proiektu hau Nortegas enpresarekin elkarlanean burutu da, batzuetan hidrogenadorearen diseinatzerakoan haien eskakizunei jarraituz.

Palabras claves: Hidrógeno, hidrogenera, pila, combustible, gas natural.

Contenido

1	Introducción	7
1.1	Características del hidrógeno.	8
1.2	Usos del hidrógeno.	9
1.3	Estudio de la composición del gas natural presente en las redes actuales de distribución de gas natural.....	10
2	Definición de la proporción de hidrógeno introducido en la red. Normativas existentes.	12
2.1	Normativa.....	13
3	Definición del grado de pureza y contenido máximo de otras sustancias en el hidrógeno purificado.....	16
3.1	Hidrógeno de muy alta pureza.....	16
3.2	Hidrógeno de alta pureza.....	17
4	Estudio de alternativas tecnológicas disponibles en función del tamaño de la planta.....	20 20
4.1	Absorción.	20
4.2	Adsorción selectiva (PSA).	22
4.3	Resolución.....	24
4.4	Separación con membranas basada en permeabilidad selectiva.....	29
4.4.1	Membranas de polímeros. Membranas MOFs.	31
4.5	Sistemas criogénicos.	35
5	Comparación de los procesos.....	36
5.1	Temperatura de operación.....	36
5.2	Pureza del hidrógeno.	37
5.3	Recuperación hidrógeno alcanzable.....	37
5.4	Consumo energético del proceso.....	38
6	Hidrogenera. Proyectos en algunas ciudades europeas en la actualidad.....	39
7	Estudio técnico de la hidrogenera.	42
7.1	Calidad del hidrógeno.	42
7.2	Cálculo caudal de gas natural.....	44
7.3	Separación por membrana polimérica.....	44
7.4	Separador de hidrógeno.....	45
7.5	Estación de suministro de hidrógeno.....	46
7.6	Sistema de derivación de la red de gas natural.....	50
7.7	Sistemas de almacenamiento, compresión y abastecimiento.	54
7.7.1	Compresor de hidrógeno.	54
7.7.2	Tanques de almacenamiento.	59
7.7.3	Enfriador	64
7.7.4	Dispensadores de hidrógeno.....	64
7.8	Sistema de reinyección.....	66

8	Normativa Nacional Hidrogeneras	68
8.1	Reglamentos nacionales:	68
8.2	Normativas y especificaciones ISO.....	69
8.3	Protocolos de repostaje SAE.....	69
8.4	Formación de las personas implicadas.....	70
9	Gantt.....	72
10	Presupuesto	73
10.1	Horas internas.....	73
10.2	Aula Nortegas.....	73
10.3	Coste total.....	73
11	Planos.....	74
12	Conclusiones.....	75
13	Recomendaciones para futuros estudios.....	75

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

ILUSTRACIÓN 1 PREVISIONES DE FUTURO. [ENERGY SYSTEM.2015]	7
ILUSTRACIÓN 2 ENTALPIAS DE COMBUSTIÓN. [CONSTANTS OF COMBUSTIONS ELEMENTS 2001]	8
ILUSTRACIÓN 3 PILA DE HIDRÓGENO. [APILADOS, 2019]	9
ILUSTRACIÓN 4 COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL SEGÚN YACIMIENTO. [ENERGÍA Y SOCIEDAD, 2019]	10
ILUSTRACIÓN 5 COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL PROVENIENTE DE FUENTES CONVENCIONALES INTRODUCIDO EN EL SISTEMA GASISTA ESPAÑOL. [INSTITUTO ESPAÑOL DEL HIDROGENO 2001]	10
ILUSTRACIÓN 6 COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL PROVENIENTE DE FUENTES NO CONVENCIONALES INTRODUCIDO EN EL SISTEMA GASISTA ESPAÑOL. [INSTITUTO ESPAÑOL DEL HIDROGENO 2001]	11
ILUSTRACIÓN 7 COMPOSICIÓN TÍPICA GAS NATURAL. [INSTITUTO ESPAÑOL DEL HIDROGENO 2001]	11
ILUSTRACIÓN 8 RESUMEN DE NORMATIVAS ACORDES A LA INYECCIÓN DE HIDRÓGENO EN LAS REDES ESTATALES DE GAS NATURAL.	13
ILUSTRACIÓN 9 [POWER TO GAS PROJECT.2007]	15
ILUSTRACIÓN 10 CALIDADES HIDRÓGENO. [NORMA ISO. 2017]	16
ILUSTRACIÓN 11 ESQUEMA PROCESO PSA. [PROCESOS QUÍMICOS INDUSTRIALES, IBEX. 2003]	22
ILUSTRACIÓN 12 PSA. [GOOGLE]	24
ILUSTRACIÓN 13 ESQUEMA DE PSA DE CUATRO LECHOS. [FUENTE: PRESSURE SWING ADSORPTION PROCESS FOR THE PRODUCTION OF HYDROGEN.2001]	25
ILUSTRACIÓN 14 DIAGRAMA PSA.	25
ILUSTRACIÓN 15 CONDICIONES DE TRABAJO.	26
ILUSTRACIÓN 16 TABLA RESULTADOS.	27
ILUSTRACIÓN 17 MEMBRANA.	29
ILUSTRACIÓN 18 REACTOR DE MEMBRANA. [GRASYS 2018]	30
ILUSTRACIÓN 19 TABLA COMPARATIVA DE MEMBRANAS. [GRASYS 2018]	31
ILUSTRACIÓN 20 ESTRUCTURA DE LOS MOFs. [HYDROGEN PURIFICATION: MOF MEMBRANAS 2016]	32
ILUSTRACIÓN 21 VELOCIDAD DE PENETRACIÓN DE GASES EN LA MEMBRANA. [GRASYS, 2019]	33
ILUSTRACIÓN 22 SEPARADOR DE MEMBRANA POLIMÉRICA. [GRASYS, 2019]	33
ILUSTRACIÓN 23 DIAGRAMA COMPARADOR DE TECNOLOGÍAS. [GRASYS, 2019]	34
ILUSTRACIÓN 24 SEPARADOR POR MEMBRANA. [GRASYS 2019]	34
ILUSTRACIÓN 25 DIAGRAMA BINARIO. [ZONA QUÍMICA, 2019]	35
ILUSTRACIÓN 26 TEMPERATURA DE CONDENSACIÓN DE IMPUREZAS. [SCIENCE OF GASES, 2016]	36
ILUSTRACIÓN 27 TEMPERATURA DE OPERACIÓN.	36
ILUSTRACIÓN 28 PUREZA.	37
ILUSTRACIÓN 29 RECUPERACIÓN DE HIDRÓGENO.	37
ILUSTRACIÓN 30 CONSUMO ENERGÉTICO.	38
ILUSTRACIÓN 31 REPOSTAJE DE VARIOS VEHÍCULOS EN LA HIDROGENERA DE ABERDEEN. [FUENTE: ANDREW WIN. ABERDEEN INVEST LIVE VISIT. 2018]	39
ILUSTRACIÓN 32 ESTACIÓN DEL AEROPUERTO DE STUTTGART. [FUENTE: KLAUS BONHOFF “HYDROGEN, FUEL CELL AND BATTERY ELECTRIC DRIVES. 2017]	40
ILUSTRACIÓN 33 HIDROGENERA DESARROLLADA POR LINDE EN STUTTGART. [FUENTE: HYDROGENICS “HYDROGENICS SELECTED FUELING STATIONS”. 2019]	41
ILUSTRACIÓN 34 INAUGURACIÓN DE LA PRIMERA HIDROGENERA EN OSLO. [FUENTE: PDC MACHINES. KAREEM AFZAL “HYDROGEN FUELING STATIONS OPEN IN NORWAY AND SWITZERLAND”. 2013.]	42
ILUSTRACIÓN 35 PRINCIPALES CONTAMINANTES DE LA CORRIENTE DE HIDRÓGENO. [LINDE, 2019]	43
ILUSTRACIÓN 36 SEPARADOR DE HIDRÓGENO POR MEMBRANA. [GRASYS 2019]	46
ILUSTRACIÓN 37 NORMATIVA ESPAÑOLA. [BOE. 2018]	47
ILUSTRACIÓN 38 NORMATIVA SE SEGURIDAD. [BOE. 2018]	48
ILUSTRACIÓN 39 DISTANCIAS DE SEGURIDAD A LAS ZONAS DONDE HAYA ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO EN METROS. [OSALAN. 2019]	49
ILUSTRACIÓN 40 ACOMETIDA DE LA TUBERÍA PRINCIPAL.	50
ILUSTRACIÓN 41 ACOMETIDA DEL EDIFICIO.	51
ILUSTRACIÓN 42 PRESOSTATO INDUSTRIAL. [WIKIPEDIA, 2019]	51
ILUSTRACIÓN 43 MANÓMETRO BOURDON. [WIKIPEDIA, 2019]	52
ILUSTRACIÓN 44 CONTADOR DE PISTONES. [WIKIPEDIA, 2019]	52
ILUSTRACIÓN 45 FILTRO DE GAS NATURAL. [WIKIPEDIA, 2019]	53
ILUSTRACIÓN 46 CAJA DE CONTROL.	53
ILUSTRACIÓN 47 ESQUEMA ESTACIÓN DE SUMINISTRO DE HIDRÓGENO. [RESEARCH GATE, 2018]	54
ILUSTRACIÓN 48 ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO DE LOS COMPRESORES DE MEMBRANA. [FUENTE: PDC MACHINES “DIAPHRAGM COMPRESSORS”. 2019] (ANEXO)	55

ILUSTRACIÓN 49 ETAPAS DE FUNCIONAMIENTO DE LOS COMPRESORES DE MEMBRANA. [FUENTE: PROVEEDOR DE COMPRESORES SUNDYNE. 2019]	56
ILUSTRACIÓN 50 POSICIONES DEL PISTÓN EN SU RECORRIDO. [FUENTE: PROVEEDOR DE COMPRESORES SUNDYNE. 2019]	56
ILUSTRACIÓN 51 COMPRESOR DE BAJA PRESIÓN. [PDC MACHINES, INC. 2019]	57
ILUSTRACIÓN 52 COMPRESOR DE ALTA PRESIÓN. [HYDROPAC COMPRESSORS, INC. 2019]	58
ILUSTRACIÓN 53 SISTEMA DE COMPRESIÓN POR ETAPAS. [WIKIPEDIA, 2019]	59
ILUSTRACIÓN 54 TANQUES DE ALMACENAMIENTO A BAJA PRESIÓN. [FABER CORPORATION, ITALY. 2019]	60
ILUSTRACIÓN 55 BUFFER DE ALTA PRESIÓN. [FABER CORPORATION, ITALY. 2019]	60
ILUSTRACIÓN 56 COSTES ELÉCTRICOS. [COSTES ELÉCTRICOS 2019 IBERDROLA]	61
ILUSTRACIÓN 57 ENFRIADORA DE HIDROGENO. [QUANTUM TECHNOLOGIES 70 MPA HYDROGEN CHILLER. MODIFIED BV THERMAL SYSTEMS UNIT. 2019]	64
ILUSTRACIÓN 58 DISPENSADOR DE HIDRÓGENO. [KRAUS 2018]	65
ILUSTRACIÓN 59 SISTEMA DE REPOSTAJE DE HIDROGENO. [KRAUS 2018]	65
ILUSTRACIÓN 60 MANGUERA DE HIDROGENO. [KRAUS 2018]	66
ILUSTRACIÓN 61 COMPRESOR DE GAS NATURAL A 5 BARES. [BEAL COMPRESORS 2019]	67
ILUSTRACIÓN 62 TIPOS DE REPOSTAJE EN UNA HIDROGENERA PARA VEHÍCULOS PESADOS. [FUENTE: BEST PRACTICES IN HYDROGEN FUELING AND MAINTANCE FACILITIES. CONSULTANT REPORT. 2018]	70

1 Introducción

El hidrógeno se considera uno de los vectores energéticos más atractivos para el futuro próximo debido a que su combustión no resulta contaminante. El hidrógeno, cuando se combina con el oxígeno del aire, libera la energía química almacenada en el enlace H-H, generando solamente vapor de agua como producto de la combustión. Puede almacenarse como gas a presión y como líquido o distribuirse mediante gaseoductos, por lo que se considera que puede reemplazar al gas natural a medio largo plazo.

Puesto que no se producen gases de efecto invernadero durante su combustión, el hidrógeno ofrece un gran potencial para reducir las emisiones de CO₂ que se generan durante la combustión de sus precursores de origen fósil. El hidrógeno prácticamente no se encuentra en estado libre en la Tierra, por lo que no es una energía primaria. Sin embargo, puede producirse a partir de distintos precursores mediante procesos químicos o bioquímicos.

La industria química de producción de amoníaco, metanol y refinado de petróleo consume aproximadamente el 66% de la producción anual de hidrógeno, estimada en 35 millones de toneladas métricas (MTm). El resto de la producción se consume en otros procesos industriales. El hidrógeno se considera como un combustible ideal, dado que no emite gases de efecto invernadero durante la combustión. Este atractivo es aún mayor cuando se utiliza en las celdas de combustible. Estos dispositivos convierten la energía química almacenada en el enlace H-H en energía eléctrica mediante un proceso que no está sometido al ciclo de Carnot. Por esta razón, la eficiencia energética resulta de dos a tres veces superior a la de un motor térmico.

Conforme a estos argumentos, no hay duda de la importancia que debe desempeñar el hidrógeno en los esquemas energéticos de los países desarrollados en una escala temporal de medio y largo plazo. La producción de hidrógeno a gran escala no solo aliviará la dependencia del petróleo sino que también reducirá la contaminación ambiental cuando se incorporen las celdas de combustible tanto en automoción como en aplicaciones estacionarias.

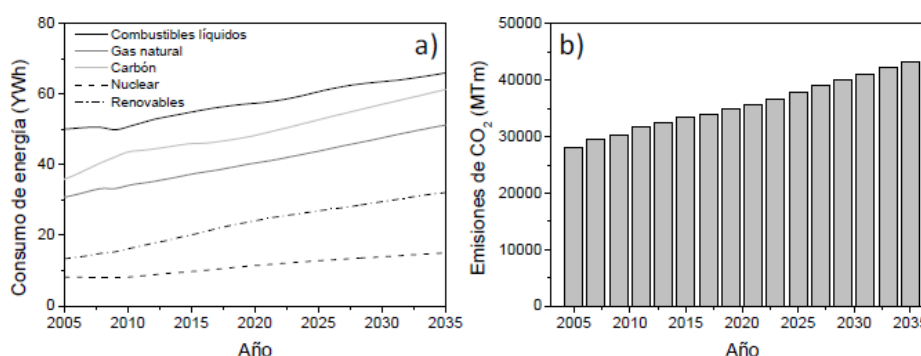


Ilustración 1 Previsiones de futuro. [Energy System.2015]

1.1 Características del hidrógeno.

Para entender la importancia del hidrógeno primero es necesario conocer las características y propiedades de este elemento.

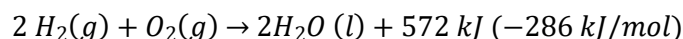
El hidrógeno es el primer elemento de la tabla periódica. El hidrógeno en condiciones normales es un gas inodoro, incoloro e insípido. Está compuesto por moléculas diatómicas, el átomo de hidrógeno consta de un núcleo positivo, un único electrón y tiene un peso atómico de 1,00797. Es uno de los principales constituyentes del agua y de toda la materia orgánica, y está presente en abundancia en la Tierra y en todo el universo.

El hidrógeno común tiene un peso molecular de 2,01594. El gas tiene una densidad de 0,071 g/l a 0°C y 1 atm.

El hidrógeno es la sustancia más inflamable de todas las que se conocen. Muchos metales absorben hidrógeno. A temperaturas elevadas es muy reactivo, a bajas hace falta un catalizador para que reaccione.

Aunque en estado natural es diatómico, a elevadas temperaturas el hidrógeno molecular se disocia en átomos libres. El hidrógeno libre es un agente reductor poderoso a temperatura ambiente. Reacciona con los óxidos y los cloruros de muchos metales como, plata, cobre, plomo, bismuto y mercurio para producir los metales libres. Reacciona con ciertos metales y no metales para producir hidruros. Reduce a su estado metálico algunas sales, como los nitratos y nitritos. El hidrógeno atómico produce peróxido de hidrógeno con oxígeno.

El gas hidrógeno es altamente inflamable. La entalpia de combustión de hidrógeno es -286 KJ/mol, y quema de acuerdo con la siguiente ecuación balanceada.



La reacción es exotérmica, liberando una cantidad de energía considerable libre de emisiones contaminantes.

En la siguiente figura, se puede observar que el hidrógeno tiene una entalpia de combustión inferior a muchos otros combustibles, pero es la única que no produce dióxido de carbono.

Compuesto	Fórmula	Estado	ΔH° combustión (kJ/mol)
Carbono (grafito)	C	s	-393,13
Monóxido de carbono	CO	g	-282,70
Hidrógeno	H ₂	g	-285,53
Metano	CH ₄	g	-889,50
Etano	C ₂ H ₆	g	-1558,38
Propano	C ₃ H ₈	g	-2217,90
n-Butano	C ₄ H ₁₀	g	-2875,75
n-Pentano	C ₅ H ₁₂	g	-3532,76
Benceno	C ₆ H ₆	l	-3264,50
n-Hexano	C ₆ H ₁₄	l	-4159,15
Naftaleno	C ₁₀ H ₈	s	-5148,08
Metanol	CH ₃ O	g	-7632,26

Ilustración 2 Entalpias de combustión. [Constants of combustions elements 2001]

1.2 Usos del hidrógeno.

Se pretende que el uso del hidrógeno se extienda como vector energético con el objetivo de reducir la gran dependencia de los combustibles fósiles y mitigar el impacto ambiental.

Como se ha citado antes, la combustión de hidrógeno (cohetes espaciales) provee de energía limpia pero conlleva ciertos problemas, como la detonación. La detonación es una explosión espontánea no deseable que puede producir problemas en el funcionamiento de la máquina en la que se está produciendo la combustión. Esto se puede evitar si se mezcla con metano, se reduce la detonación además de las emisiones de óxidos de nitrógeno. Un sistema de transporte público que utilizase una mezcla de hidrógeno y metano (gas natural) sería una forma efectiva de mitigar el impacto ambiental en áreas urbanas.

Otro de los principales usos para el hidrógeno son las pilas de hidrógeno. En este proyecto se pretende diseñar una estación hidrogenadora para abastecer las pilas de hidrógeno que utilizan los coches eléctricos.

Una pila de combustible es un convertidor de energía, básicamente lo que hace es transformar la energía química almacenada en unos reactantes en energía eléctrica, de forma que se logra una corriente eléctrica que permite alimentar distintos dispositivos.

Tenemos que el combustible (hidrógeno) se suministra a un electrodo (ánodo) sobre el que hay depositado un catalizador que permite acelerar la reacción de oxidación del combustible. Por otro lado, el oxidante (oxígeno) se suministra a otro electrodo (cátodo) diferente sobre el que también se encuentra un catalizador que permite aumentar la velocidad de la reacción de reducción. Como puede verse en la figura 3, entre ambos electrodos hay una membrana la cual tiene una doble función. Por un lado, separar el flujo de reactantes y en segundo lugar hace las veces de electrolito, lo que quiere decir que tiene iones libres que pueden desplazarse. Habitualmente esta membrana es de tipo PEM (Proton Exchange Membrane) lo que quiere decir que tiene protones (H^+) libres.

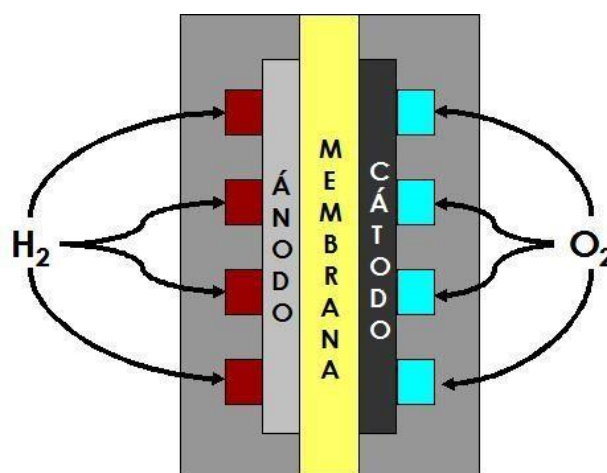


Ilustración 3 Pila de hidrógeno. [Apilados, 2019]

Por último, si unimos los electrodos se genera un flujo de electrones que podrá abastecer el motor del coche.

1.3 Estudio de la composición del gas natural presente en las redes actuales de distribución de gas natural.

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos gaseosos ligeros que se extraen de yacimientos independientes o asociados a otros hidrocarburos (petróleo, carbón,...).

La composición del gas natural varía según su procedencia como se muestra en la figura.

COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL		ORIGEN		
COMPONENTE	SÍMBOLO	MAR DEL NORTE	ARGELIA	LIBIA
METANO	CH ₄	92%	91,2%	86,5%
ETANO	C ₂ H ₆	3,5%	7,4%	12,4%
PROPANO	C ₃ H ₈	0,7%	0,8%	0,3%
BUTANO	C ₄ H ₁₀	0,3%	0,1%	---
OTROS		3,5%	0,5%	0,8%

Ilustración 4 Composición del gas natural según yacimiento. [Energía y sociedad, 2019]

Posteriormente, el gas natural se purifica antes de inyectarlo en las redes de distribución estatales modificando su composición. En España, el BOE recopila los valores que regularizan la composición del gas natural que es inyectado en la red de distribución gasera española. En la figura 2 se muestran la composición del gas natural proveniente de fuentes convencionales, mientras que en la figura 3 se especifica de fuentes no convencionales.

Propiedad (*)	Unidad	Mínimo	Máximo
Índice de Wobbe	kWh/m ³	13,403	16,058
PCS	kWh/m ³	10,26	13,26
D	m ³ /m ³	0,555	0,700
S Total	mg/m ³	-	50
H ₂ S + COS (como S)	mg/m ³	-	15
RSH (como S)	mg/m ³	-	17
O ₂	mol %	-	[0.01]
CO ₂	mol %	-	2,5
H ₂ O (Punto de rocío)	°C a 70 bar (a)	-	+ 2
HC (Punto de rocío)	°C a 1-70 bar (a)	-	+ 5
Polvo / Partículas	-	Técnicamente puro	

Ilustración 5 Composición del gas natural proveniente de fuentes convencionales introducido en el sistema gasista español. [Instituto español del hidrogeno 2001]

Propiedad (*)	Unidad	Mínimo	Máximo
Metano (CH ₄)	mol %	95	-
CO	mol %	-	2
H ₂	mol %	-	5
Compuestos Halogenados: Flúor Cloro	mg/m ³	-	10 1
Amoníaco	mg/m ³	-	3
Mercurio	µg/m ³	-	1
Siloxanos	mg/m ³	-	10
Benceno, Tolueno, Xileno (BTX)	mg/m ³	-	500
Microorganismos	-	Técnicamente puro	
Polvo / Partículas	-	Técnicamente puro	

Ilustración 6 Composición del gas natural proveniente de fuentes no convencionales introducido en el sistema gasista español. [Instituto español del hidrogeno 2001]

Componente	Composición típica de alimentación (mol %)	Especificaciones de venta (mol %)
CH ₄	70-80%	90%
CO ₂	5-20%	<2%
C ₂ H ₆	3-4%	3 - 4%
de C ₃ a C ₅	~3%	~3%
C ₆ y mayores	0,5-1%	0,5 - 1%
N ₂	~1-4%	<4%
H ₂ S	<100 ppm	<4 ppm
H ₂ O	saturada	<100 ppm

Ilustración 7 Composición típica gas natural. [Instituto español del hidrogeno 2001]

Como se muestra en las tablas, la composición del gas natural varía según el yacimiento del cual provenga, así mismo las diferentes legislaciones de cada país influyen en la composición del gas natural que se vaya a inyectar en sus redes.

2 Definición de la proporción de hidrógeno introducido en la red. Normativas existentes.

Dentro de este capítulo, se analizarán las diferentes legislaciones que regulan la inyección de hidrógeno en las redes de gas natural en Europa. Es importante mencionar que la inyección de hidrógeno en las redes de gas natural todavía no es muy elevada. Únicamente unos pocos países en Europa inyectan hidrógeno actualmente en sus redes de distribución. Por ello, las legislaciones vigentes todavía son muy pobres o están en fase de redacción y puesta en ejecución.

Estudios recientes realizados por EC-supported NaturalHy [4] demuestran que la utilización de las redes de gas natural europeas para el transporte de hidrógeno es totalmente viable. Todavía quedan de estudiar muchos aspectos cruciales relacionados con la interacción del hidrógeno y las redes de distribución de gas natural, pero los estudios prevén la posibilidad de almacenar y distribuir el hidrógeno de esta manera.

El volumen de hidrógeno que se puede mezclar con gas natural es limitado. Estudios realizados [4] albergan la posibilidad de inyectar más de un 10% de hidrógeno en las redes de distribución. Esta concentración de hidrógeno debe de garantizar una fiabilidad técnica, una viabilidad económica y, muy importante, una estricta seguridad de almacenamiento, transporte y uso.

Aunque se haya demostrado que es posible transportar un 10% de hidrógeno mezclado con el gas natural, hay ciertas áreas en las cuales esa concentración no es válida. GERG (European Gas Research Group, Brussels) [5]

- El almacenamiento en tanques de acero esta regularizado por la norma UN ECE R 110, que estipula el límite en 2% en vol. de hidrógeno.
- La mayoría de las turbinas de gas que actualmente están instaladas solo permiten el 5 % en vol. como máximo.
- Los motores térmicos de gas únicamente permiten el 2% en vol. de hidrógeno, permitiendo aumentar esa concentración si cuenta con un sistema avanzado de control de concentración.
- El almacenamiento de gas natural en cavidades subterráneas de roca porosa en presencia de hidrógeno conlleva una serie de problemas. La presencia de hidrógeno puede provocar la formación de sulfuro de hidrógeno (H₂S) por la proliferación de bacterias específicas. Este gas es inflamable y tóxico, y al formarse, el hidrógeno se va consumiendo. Por otro lado, el sulfuro de hidrógeno puede provocar taponamientos en el yacimiento. Todavía no se ha determinado una concentración idónea para el almacenaje en cavidades de roca porosa.
- Muchos sistemas cromatográficos son incapaces de detectar hidrógeno, ya que usan el propio hidrógeno como gas portador.

Por lo tanto, debido a que la red de distribución europea cuenta con gran variedad de infraestructuras relacionadas con el gas natural, es de gran dificultad determinar una sola concentración idónea para el transporte de hidrógeno. En tal caso, habrá que estudiar en concreto cada área en la que se quisiese implantar esta tecnología.

2.1 Normativa.

En Europa existe una normativa para regular el gas natural que se debe de inyectar en la red de distribución. A su vez cada país legisla de forma autónoma sus límites, pero no debieran de alejarse demasiado. El Comité de Estandarización Europeo (CEN) desarrollo en 2015 la norma: “infraestructura del Gas – Calidad del Gas – grupo H“(EN 16726:2016 o EN 16726:2015, AENOR). [6]. En el cual, en el Anexo E se especifica lo siguiente: “Hasta el momento no es posible especificar el límite de hidrógeno que es posible inyectar en el sistema de distribución de gas europeo general, en consecuencia, habría que analizar concretamente en que parte de la red se quisiese inyectar”.

Por otro lado, en 2005 la EASEE-gas (European Association for the Streamlining of Energy Exchange-gas) publicó el CBP (Common Business Practice) [7]. Este documento recomendaba parámetros para la calidad del gas natural inyectado en la red de distribución, pero no citaba nada sobre el hidrógeno, excepto que solo se toleraban “insignificantes niveles de hidrógeno” en la mezcla. Este documento nunca fue aprobado por ningún agente ni organización oficial.

Sin ninguna normativa europea ni internacional vigente sobre la concentración permitida de hidrógeno en la red de gas natural, es obligado indagar en las normativas estatales de algunos países de Europa.

Se encuentra una excepción en el caso en el cual se encuentra una estación de CNG (gas natural comprimido) conectada a la red. La Norma UN/ECE No 110 dice: “El hidrógeno estará limitado al 2% en volumen cuando los cilindros sean de acero con una resistencia a la tracción máxima de 950 MPa.” [8]

A continuación, se expondrá la legislación referente al hidrógeno de Dinamarca, Alemania, Bélgica y Reino Unido. La información ha sido obtenida mediante entrevistas realizadas a expertos nativos sobre este tema. Se les hicieron preguntas en relación a las restricciones que existían en sus respectivos países y que prospectivas de futuro preveían en ellos. Posteriormente se realizó una tabla en la que se resumían los datos extraídos de esas entrevistas. Los datos varían según los países acorde a las diferentes normativas y también a las diferentes procedencias de los gases naturales que utilizaban. (Rusia, Noruega y Países Bajos)

Bajo la figura se explica individualmente la situación de cada país.

Country	Limits of hydrogen concentration
Belgium	<0.1 mol.-%; exemptions on case by case analysis possible.
Denmark	Hydrogen admixture not allowed; exemptions on case by case analysis possible.
Germany	<10 vol.-% (2 vol.-% for CNG fuelling stations); higher concentrations possible.
United Kingdom	0.1 vol.-%; exemptions on case by case analysis possible.

Ilustración 8 Resumen de normativas acordes a la inyección de hidrógeno en las redes estatales de gas natural.

Dinamarca.

En Dinamarca, el operador de gas Energinet.dk pone las bases que estipulan las calidades que deben de tener los gases que se inyectan en la red gasera del país. Actualmente en Dinamarca está prohibida la inyección de hidrógeno en la red. Únicamente se pueden conseguir permisos bajo solicitudes autorizadas. La Autoridad en Seguridad Tecnológica (www.sik.dk) está investigando como poder transformar la red de abastecimiento de gas para poder inyectar hidrógeno en ella, pudiendo inyectar hidrógeno en puntos concreto de la red. [10]

Hoy en día, se están abriendo caminos para fomentar la apertura de la red de gas para inyectar hidrógeno. El interesado debe realizar hacer una petición al Juzgado Gasero Danés (www.sik.dk), a la Autoridad Danesa de Medio Ambiente (www.at.dk) y a la Agencia Administrativa de Emergencia (www.brs.dk). [11]

Alemania.

Aunque en Alemania todavía no hay una ley concreta que regule la inyección de hidrógeno, la Asociación de Alemana de Gas y Agua (DVGW) regula de forma oficial la seguridad de la red de distribución de gas en Alemania. Estipula que el límite seguro de inyección en las redes de gas natural de hidrógeno es del 10% en volumen. [12]

Además, esta asociación contempla las restricciones anteriormente comentadas en caso de que existiesen turbinas, maquinas térmicas o que se almacenase en cavidades de roca porosa.

Por otro lado, la DIN (Instituto Alemán de Estandarización) establece que si el gas fuese CNG (Gas Natural Comprimido), el límite se reduce al 2% en volumen. Estas agencias no trabajan de forma independiente, sino que trabajan en común regulando la red de distribución de gas natural. En tal caso, si una hidrogenara de CNG estuviese conectado a la red el porcentaje sería del 2% en volumen.

Bélgica.

En Bélgica, el marco de referencia lo constituye asociación nacional del gas Synergrid. Esta asociación regula la inyección de hidrógeno proveniente de bio-metano en la red. En este caso el límite se encuentra en 0,1 % molar. [13]

Para inyectar más cantidad de hidrógeno en la red belga habría que estudiar concretamente el emplazamiento, ateniéndose a la Norma EN 16726:2016. (Véase apartado 2.2)

Reino unido.

En el Reino Unido el órgano regulatorio es la Oficina de Mercados de Gas y Electricidad (OFGEM). Actualmente, se regula el límite de inyección de hidrógeno al 0,1 %

molar. [14] Esta medida pretende defender la salud y seguridad de los consumidores, ya que todavía los conocimientos sobre la mezcla de los dos gases todavía no están consolidados.

La OFGEM está trabajando en un proyecto de envergadura para avanzar los conocimientos en relación al hidrógeno. Los resultados del proyecto, HyDeploy, están previstos para el 2020. Este proyecto, conducido por la Red de Distribución Nacional de Gas Ltd., es el primero que aborda el tema del hidrógeno desde que la red de gas natural fuese cambiada por su predecesora, la red de gas ciudad. La intención del proyecto es crear una red privada con un 20 % en volumen de hidrógeno. A partir de ella y con la colaboración del Consorcio poder llegar a general una red pública. [15]

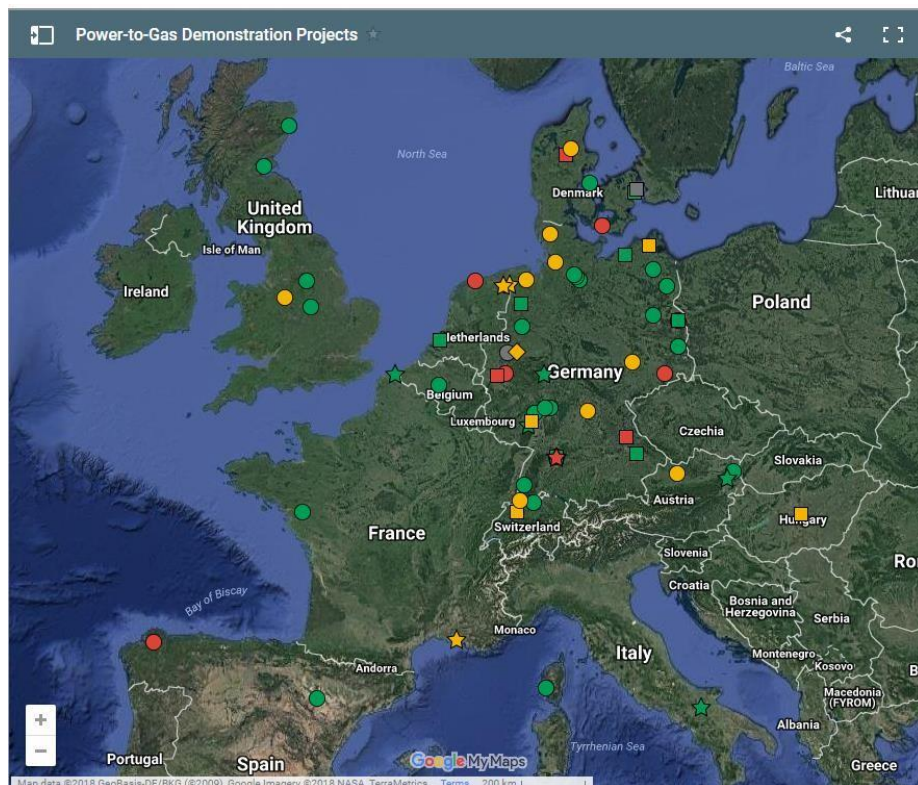


Ilustración 9 [Power to Gas Project.2007]

3. Definición del grado de pureza y contenido máximo de otras sustancias en el hidrógeno purificado.

Para determinar el grado de pureza del hidrógeno se realizará un estudio de los diferentes usos que se le da al hidrógeno en la industria. Se dividirá en tres grupos: hidrógeno de muy alta pureza, de alta pureza y de baja pureza. La información de la composición del hidrógeno ha sido obtenida de diferentes empresas que comercializan botellas de hidrógeno para uso industrial.

3.1 Hidrógeno de muy alta pureza.

El hidrógeno de muy alta pureza se utiliza principalmente para la construcción de pilas de combustible. La calidad de este hidrógeno está regulada por la Norma ISO 14687-2. En la figura 6 se resumen los valores que contempla la norma.

Component	Maximum impurity concentration (in $\mu\text{mol/mol}$ unless stated)			
	Types I & II Grade D	Type I Grade E Cat.1	Type I Grade E Cat. 2	Type I Grade E Cat. 3
Water	5	non-condensing at ambient conditions	non-condensing at ambient conditions	non-condensing at ambient conditions
Total hydrocarbons compounds as methane basis	2	10	2	2
Oxygen	5	200	200	5
Helium	300	400000	400000	1000
Nitrogen	100	400000	400000	1000
Argon	100	400000	400000	1000
Carbon dioxide	2	included in total non-hydrogen gases* (max 50 % mol/mol)	included in total non-hydrogen gases* (max 50 % mol/mol)	2
Carbon monoxide	0,2	10	10	0,2
Total sulphur compounds	0,004	0,004	0,004	0,004
Formaldehyde	0,01	3	0,01	0,01
Formic acid	0,2	12	0,2	0,2
Ammonia	0,1	0,1	0,1	0,1
Total halogenated compounds	0,05	0,05	0,05	0,05
Particulate concentration	1 mg/kg	1 mg/kg	1 mg/kg	1 mg/kg

Ilustración 10 Calidades hidrógeno. [Norma ISO. 2017]

Type I Grade D: Gaseous hydrogen fuel for PEM fuel cell road vehicle systems.

Type II Grade D: Liquid hydrogen fuel for PEM fuel cell road vehicle systems.

Type I Grade E Category 1: Gaseous hydrogen fuel for PEM fuel cell applications.

También se utiliza hidrógeno de muy alta pureza para procesos de análisis por cromatografía como gas portador.

En la industria de la electrónica también se pueden encontrar aplicaciones con hidrógeno.

La empresa Linde [17] ofrece un hidrógeno de muy alta pureza, mostrado a continuación.

Hidrógeno 6.0 (Linde).

Pureza $\geq 99.9999\%$

Impurezas (ppm/v):

- Oxígeno $\leq 0,3$
- Agua $\leq 0,5$
- Nitrógeno $\leq 0,5$
- Hidrocarburos $\leq 0,1$
- Monóxido de carbono $\leq 0,1$
- Dióxido de carbono $\leq 0,1$

3.2 Hidrógeno de alta pureza.

En este apartado se agrupan múltiples procesos industriales que utilizan hidrógeno de alta pureza. En cada apartado, se describirá brevemente el proceso en el cual interviene el hidrógeno y en alguno de ellos se determinará el caudal de hidrógeno que se necesita para el proceso. El grado de pureza del gas utilizado se muestra a continuación, se dan dos alternativas. [18]

Hidrógeno (Linde).

Pureza $\geq 99.9\%$

Impurezas (ppm/v):

- Oxígeno ≤ 50
- Agua ≤ 100
- Nitrógeno ≤ 500

Hidrógeno seco (Linde).

Pureza $\geq 99.9\%$

Impurezas (ppm/v):

- Oxígeno ≤ 50
- Agua ≤ 17
- Nitrógeno ≤ 500

Procesos industriales en los cuales intervine el hidrógeno de alta pureza.

- **Soldadura industrial.**

El hidrógeno interviene en muchos de los métodos de soldadura existente. Por ejemplo, el hidrógeno es utilizado como atmosfera protectora en soldaduras TIG para soldar aceros inoxidable o Níquel-Zinc. También se encuentra en la soldadura a gas que utiliza hidrógeno para producir la llama.

- **Industria del vidrio.**

La combustión de una mezcla estequiometria de hidrógeno y oxígeno conduce a temperaturas de llama comprendidas entre 3000 y 3500 K.

En la fabricación de vidrio flotado, el hidrógeno se utiliza junto con otros gases industriales para obtener una atmósfera sobre el baño de estaño que evita la oxidación.

- **Industria alimentaria (hidrogenación de grasas).**

La hidrogenación es un tipo de reacción química cuyo resultado final visible es la adición de hidrógeno a otro compuesto. En la industria alimentaria es de gran importancia este proceso, ya que se consigue lo siguiente:

En primer lugar, permite la conversión de los aceites líquidos en grasas semisólidas o plásticas, utilizables en la industria de elaboración de margarinas y grasas plásticas

En segundo lugar, tras la hidrogenación, las grasas mejoran su color y son menos susceptibles a la oxidación por lo que son más estables.

- **Industria química (medio reductor).**

En química orgánica el hidrógeno participa en un gran número de procesos de hidrogenación o reducción para la obtención de productos químicos e intermedios.

El hidrógeno es imprescindible en procesos de síntesis inorgánica como por ejemplo la producción de ácido clorhídrico, peróxido de hidrógeno, hidroxilaminas, etc.

El amoniaco se obtiene por la reacción catalítica entre nitrógeno e hidrógeno.

- **Industria siderúrgica y metalúrgica.**

En siderurgia, la reducción directa es el proceso mediante el que se emplean agentes reactivos reductores como gas natural, coque, aceite combustible, monóxido de carbono, hidrógeno o grafito, obtenidos de la reformación catalítica del CH₄. El procedimiento consiste en triturar la mena de hierro y pasarla por un reactor con los agentes reductores, con lo que

algunos elementos no convenientes para la fusión del hierro son eliminados. El producto del sistema de reducción directa es el hierro esponja que consiste en unos pellets de mineral de hierro los que pueden ser utilizados directamente para la producción de acero con características controladas.

El recocido de metales es un proceso de calentamiento, permanencia y enfriamiento controlado de metales, para suavizar el material, relevar esfuerzos, y/o modificar propiedades mecánicas y eléctricas del metal.

El recocido comúnmente se lleva a cabo en Acero, Cobre, Aluminio, Níquel, Latón, etc. El proceso se realiza en hornos de campana, continuos o al vacío.

Las mezclas nitrógeno/hidrógeno son las más usadas para crear una atmósfera sintética que sirve para proteger los metales que son sometidos a tratamientos térmicos y evitar reacciones no deseadas, tales como oxidación y de carburación superficial (a alta temperatura).

Además, en la industria metalúrgica, el hidrógeno se emplea como agente reductor y en procesos de producción de otros metales no-férricos (como por ejemplo cobre, níquel, cobalto, molibdeno, uranio, etc.).

Mediante el tratamiento de carbón en presencia de hidrógeno, en diferentes condiciones de presión, temperatura, pueden obtenerse productos líquidos y/o gaseosos mediante diferentes procesos (hidrogenación, hidropirólisis, y gasificación hidrogenante).

- **Refrigeración en generadores y alternadores.**

Durante la operación de un alternador se producen pérdidas en forma de calor debido a la resistencia de los arrollamientos y al rozamiento con el gas refrigerante. Como gas del circuito de refrigeración se puede utilizar aire o hidrógeno, siendo este último gas la opción preferida para potencias superiores a los 200- 300 MW, debido a su mayor conductividad térmica y a su menor densidad.

- **Refinería.**

Los procesos de hidrogenación en refinería tienen como objetivo principal la obtención de fracciones ligeras de crudo a partir de fracciones pesadas, aumentando su contenido en hidrógeno y disminuyendo su peso molecular. De forma simultánea pueden eliminarse elementos indeseados como azufre, nitrógeno y metales.

4. Estudio de alternativas tecnológicas disponibles en función del tamaño de la planta.

Las corrientes de gas efluente de algunas operaciones de refino contienen cantidades importantes de hidrógeno cuya recuperación y purificación pueden resultar económicas dependiendo de las circunstancias y de las necesidades de la refinería.

Se partirá de la premisa en la cual el hidrógeno no reacciona con el dióxido de carbono presente en el gas natural debido a que la cinética de la reacción es muy lenta y además se trata de un proceso endotérmico. Únicamente se obtendrá hidrógeno del que ya está presente en la corriente de gas natural en su estado natural, sin obtener hidrógeno por reacciones entre los compuestos presentes en la corriente.

Tradicionalmente el reformado catalítico de naftas para la producción de gasolinas de alto octano ha sido la fuente principal de hidrógeno en refinería. Sin embargo, el aumento de demanda en el resto de operaciones de refino ha provocado que sea necesario acudir a otras fuentes de suministro.

Existen cuatro procesos principales aplicables para la recuperación y purificación de hidrógeno de las corrientes en refinería:

1. Absorción.
2. Adsorción selectiva (PSA).
3. Método criogénico.
4. Membrana.

Se estudiarán en profundidad el proceso de adsorción selectiva y membrana por ser los más convenientes para el proceso que posteriormente estudiaremos. Al final de la descripción del proceso, se realizarán una serie de cálculos utilizando un ejemplo simulado para obtener ciertos datos de interés, que serán utilizados en un posterior estudio de viabilidad entre los dos procesos.

4.1 Absorción.

El método de absorción es una separación líquido-gas. Utiliza absorbentes para extraer las impurezas solubles de la corriente de hidrógeno en este caso. El equipo consiste en una columna de absorción en la cual las impurezas solubles quedan atrapadas en el absorbente a una presión superior o una temperatura inferior, seguido por una columna de regeneración en la cual los componentes absorbidos son liberados a una presión inferior o temperatura superior. El absorbente circula entre las dos columnas. Estas operaciones de limpieza de componentes se denominan "lavado".

Los procesos de absorción se clasifican como procesos físicos, que utilizan las diferencias de solubilidad entre el hidrógeno y otros componentes; y los químicos, basados en reacciones químicas entre componentes impuros y el absorbente.

En los procesos físicos de absorción se cumple generalmente la ley de Henry. Son utilizados para la separación del hidrógeno en corrientes con altas concentraciones de impurezas. La presión de entrada y salida suele ser de orden parecida, y la regeneración del

absorbente es relativamente sencilla. Como absorbentes se utilizan compuestos orgánicos como aceites parafinados, en los cuales quedan adsorbidas las impurezas presentes en la corriente.

La absorción química es recomendada para la eliminación total de ciertas impurezas de la corriente de hidrógeno. A diferencia de la absorción física se purifica el hidrógeno a bajas presiones o bajas concentraciones. Los métodos de absorción química están pensados para purificar ciertas impurezas concretas después de una pre-purificación. Estas impurezas suelen estar presentes en el orden de ppm en la corriente. Los absorbentes que se utilizan en este caso son disoluciones de aminas o alcalinas.

Variables que determinan el proceso de **absorción física**:

- Presión del gas de alimentación.
- Presión de regeneración del absorbente.
- Concentración de hidrógeno en la alimentación.
- Solubilidad de las impurezas en el absorbente y solubilidad del hidrógeno en el absorbente (que debe ser mínima).
- Caudal de absorbente.
- La temperatura no influye demasiado en este proceso, ya que se realiza a temperatura ambiente.

Características del proceso:

- Presiones de operación pueden estar comprendidas en el rango de 1-5 MPa.
- Realizable a temperatura ambiente ($T=15-30^{\circ}\text{C}$)
- La concentración del hidrógeno producido puede estar en el rango del 80-95%.
- La capacidad de recuperación de hidrógeno ronda el 90-95%.
- Comúnmente utilizado para la recuperación de hidrógeno separándola de hidrocarburos.

Variables que determinan el proceso de **absorción química**:

- Presión del gas de alimentación.
- Presión de regeneración del absorbente.
- Concentración de hidrógeno en la alimentación.
- Caudal de absorbente
- Rendimiento de las reacciones químicas entre impurezas-absorbentes.
- La temperatura de operación.
-

Características del proceso:

- Presiones de operación comprendidas entre 0,5-3 MPa para carbonatos alcalinos y de 0,3 a 2 MPa para disoluciones de aminas.

- Temperatura de 603 a 653 K (330-380°C) para carbonatos alcalinos y a temperatura ambiente para disoluciones de aminas.
- Alcanza concentraciones de hidrógeno en los productos del 98%.
- Alcanza tasas de recuperación de hidrógeno de más del 95%.
- Comúnmente utilizado para la extracción de dióxido de carbono de corrientes de hidrógeno

4.2 Adsorción selectiva (PSA).

Su nombre viene de las siglas en inglés Pressure Swing Adsorption (PSA). Mediante esta tecnología, pueden alcanzarse purezas muy elevadas de hidrógeno. Actualmente es el proceso más ampliamente extendido en cualquier tipo de refinería para la purificación de hidrógeno en un proceso de “steam reforming” debido a la alta pureza con la que se obtiene.

El PSA es un proceso cíclico muy complejo que utiliza lechos fijos de adsorbente sólido para eliminar las impurezas del gas. Estas impurezas quedan retenidas en el lecho adsorbente de la corriente de alta presión y después son liberadas a baja presión. Se pueden utilizar múltiples lechos simultáneamente para lograr una corriente continua de hidrógeno de pureza alrededor de 99,9%.

La siguiente figura muestra la tecnología para un sistema de 4 lechos:

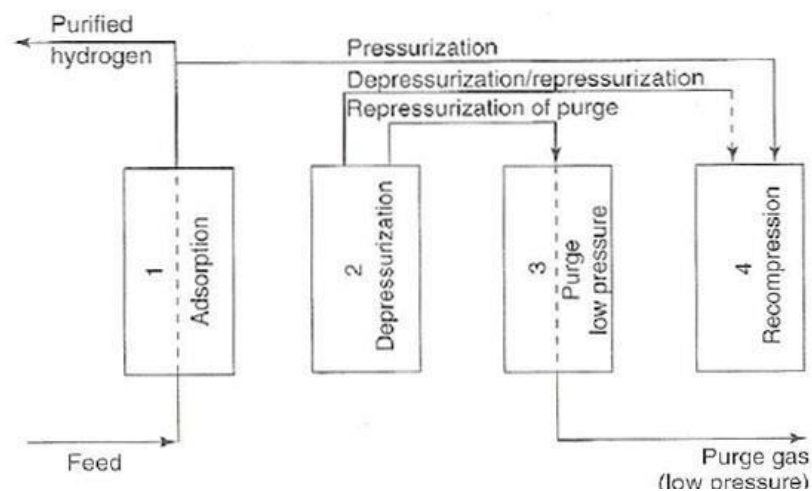


Ilustración 11 Esquema proceso PSA. [Procesos químicos industriales, IBEX. 2003]

El proceso cíclico es el siguiente:

- Al primer lecho llega la corriente de gas alimentación a purificar, está en la fase de adsorción a alta presión.
- Mientras tanto, el segundo lecho está en la fase de despresurización, que libera gas para purgar el lecho tercero y cuarto de presurización del lecho.

- El tercer lecho se purga a baja presión con el fin de eliminar impurezas.
- El último lecho se vuelve a comprimir por el gas procedente del segundo lecho. Este lecho queda listo para hacer de nuevo adsorción.

Una vez hecho esto, el lecho 4 queda listo para la adsorción, pasando a ser ahora el número 1. El número 1 pasa a ser el número 2 donde se despresuriza, el 2 pasa a ser el 3 y el 3 pasa a ser el 4 y así sucesivamente.

Un inconveniente que presenta la PSA es que este método requiere gran cantidad de energía ya que se utilizan altos volúmenes de adsorbentes. Además, el PSA por oscilación de presión típicamente opera a bajas velocidades de ciclo de 0,05 a 0,5 ciclos/minuto, ya que a velocidades más alta puede que los lechos de adsorbentes floten o fluidicen en los tanques, haciendo que los lechos se desgasten y finalmente fallen.

Variables que determinan el proceso:

- Superficie de adsorbente (radio del lecho).
- Velocidad de la alimentación.
- Concentración de hidrógeno en la alimentación.
- Temperatura de la alimentación.
- Presión de la alimentación.
- Inercia química de los adsorbentes frente al medio en el que se van a utilizar.
- Calor específico de los gases.

Características del proceso:

- Presiones de la alimentación en torno a 0,5 MPa
- Presiones de operación de hasta 15 MPa.
- Temperatura de proceso 15-30°C (temperatura ambiente).
- Concentraciones posibles de salida de 99,9%.
- Los porcentajes de recuperación de hidrógeno alcanzables son muy bajos del orden del 25-30%.
- Utilizado para la recuperación de hidrógeno en hidrocarburos.

En el caso que nos atiene, como la corriente de alimentación tendrá solo un 10%-15% de hidrógeno convendrá utilizar un adsorbedor de hidrógeno en vez de uno de metano.



Ilustración 12 PSA. [Google]

A continuación, se resuelve numéricamente el caso de un PSA con adsorbedor de metano.

4.3 Resolución.

Este proceso se basa en un ciclo de cuatro etapas:

1. Presurización.
2. Adsorción.
3. Despresurización.
4. Regeneración.

En la primera etapa, el lecho es presurizado con la corriente de alimentación. En este ejemplo, la composición de la alimentación es de 25% hidrógeno y 75% metano). En la segunda etapa, la corriente fluye a través del lecho a alta presión, y el metano se adsorbe en gran cantidad en la superficie del adsorbente, y se libera hidrógeno purificado por la parte superior del lecho. Posteriormente en la tercera etapa, la presión se reduce progresivamente hasta presión atmosférica y el metano capturado empieza a ser liberado. En la última etapa, el lecho es purgado con una pequeña fracción de hidrógeno producto para regenerar el adsorbente y poder repetir el ciclo.

El diagrama de flujo del proceso es el siguiente, los adsorbentes están formados por alúmina, carbón y zeolita.

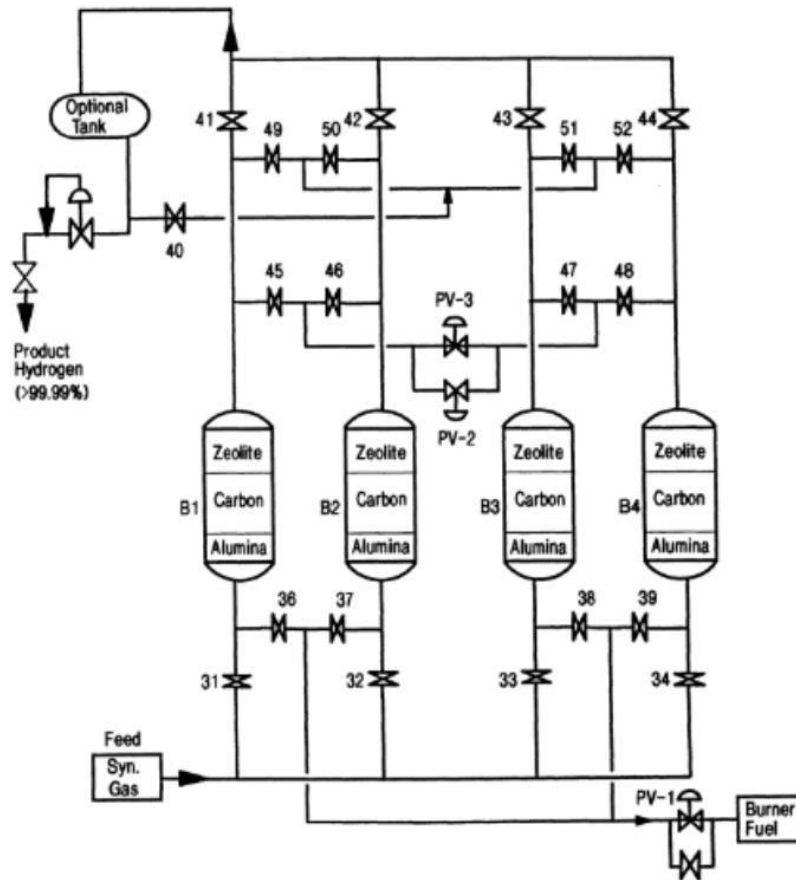


Ilustración 13 Esquema de PSA de cuatro lechos. [Fuente: Pressure Swing Adsorption process for the production of hydrogen.2001]

Se puede expresar las cuatro etapas de forma sencilla de la siguiente forma:

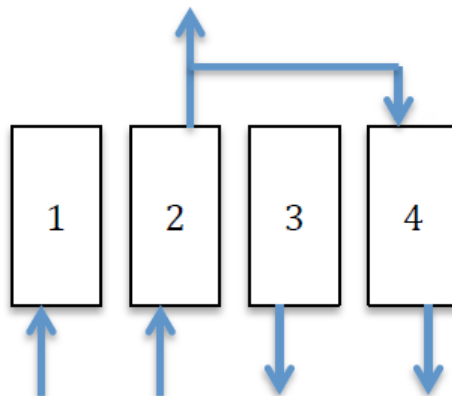


Ilustración 14 Diagrama PSA.

Las etapas 1 y 3 son de presurización y despresurización respectivamente y no tienen salida de gases. En la etapa 2 se adsorbe y sale hidrógeno como producto y finalmente en la etapa 4, se utiliza parte del producto de la etapa 2 para purgar el lecho.

A continuación, se plantea un problema en el que se calcula el trabajo neto de un proceso de separación de hidrógeno y metano mediante tecnología PSA. La corriente de alimentación está a temperatura ambiente.

La presión de admisión será de 5 bares (0,5 MPa), presión establecida por el BOPV para uso industrial. [5]

La siguiente ecuación muestra la potencia necesaria para llevar a cabo la separación de hidrógeno mediante este proceso realizada por Seth P. Knaebel, D Ahho Ko y Lorenz T. Biegler en su trabajo "Simulation and optimization of a pressure Swing Adsorption System: Recovery Hydrogen from Methane".

$$Potencia = \frac{\gamma}{\gamma - 1} \left[\left(\frac{P_{alim}}{P_{atm}} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right] * u_{alim} * \pi * r^2_{lecho} * P_{alim}$$

Donde:

$$\gamma = \frac{c_p}{c_v} = \frac{c_p}{c_p - R}$$

Las condiciones impuestas en este ejemplo son las siguientes:

Radio del lecho	0,25	m
Velocidad de la alimentación (u_{alim})	0,1	m/s
Calor específico	1046	J/kg K
Constante gases ideales (R)	8,314	J/k mol
Presión alimentación	0,5	MPa
Presión atmosférica	0,101325	MPa

Ilustración 15 Condiciones de trabajo.

Es necesario pasar R a J/kg K. Teniendo en cuenta que la concentración de la corriente de alimentación es del 25% en hidrógeno y 75% en metano, podemos calcular el peso molar de la alimentación.

$$P.M. = 0,25*2+0,75*16 = 12,5 \text{ g/ mol de alimento}$$

Cambiando R de unidades:

$$R = 8,314 \frac{J}{mol K} * \frac{1 mol}{12,5 g} = 0,66512 \frac{J}{g K}$$

A continuación:

$$\gamma = \frac{1,0467}{1,0467-0,66512} = 2,743$$

Sustituyendo en la ecuación de la potencia:

$$Potencia = \frac{2,743}{2,743 - 1} \left[\left(\frac{0,5}{0,101325} \right)^{\frac{2,743-1}{2,743}} - 1 \right] * 0,1 * \pi * 0,25^2 * 0,5 * 10^6$$

$$= 27153,83 W = 27,15 KW$$

Con estos resultados y con los datos de pureza y recuperación de hidrógeno se calcula el trabajo neto del proceso. En la siguiente tabla se muestra los datos de flujo de producto, pureza y recuperación de hidrógeno en este proceso.

Flujo de producto	13,0451	m ³ H ₂ /hora
Pureza	99,85	%
Recuperación	26,1364	%

Ilustración 16 Tabla resultados.

En la etapa de presurización se pueden alcanzar presiones de 15 MPa, en cambio la corriente de salida está comprendida entre 3-5 MPa. A continuación, se calculan los moles de caudal de alimento.

$$13,0451 \frac{m^3 H_2 \text{ prod}}{\text{hora}} * \frac{1000l}{1 m^3} * \frac{1 \text{ mol}}{22,4 l} = 582,37 \frac{\text{mol } H_2 \text{ prod}}{\text{hora}}$$

$$582,37 \frac{\text{mol } H_2 \text{ prod}}{\text{hora}} * \frac{1 \text{ hora}}{3600 s} = 0,161769 \frac{\text{mol } H_2 \text{ prod}}{s}$$

Teniendo en cuenta el porcentaje de recuperación de hidrógeno se obtiene el caudal de moles de hidrógeno en el producto.

$$0,161769 \frac{\text{mol } H_2 \text{ prod}}{s} * \frac{100 \text{ mol } H_2 \text{ alim}}{22,1364 \text{ mol } H_2 \text{ prod}} = 0,73078 \frac{\text{mol } H_2 \text{ alim}}{s}$$

Como el hidrógeno es el 25% de la corriente de alimentación:

$$0,73078 \frac{\text{mol } H_2 \text{ alim}}{s} * \frac{100 \text{ mol alim}}{25 \text{ mol } H_2 \text{ alim}} = 2,92313 \frac{\text{mol alim}}{s}$$

Estos moles de alimentación corresponden a la suma de los de hidrógeno y metano. A continuación, se hallan el trabajo necesario en el proceso:

$$\text{Trabajo} = \frac{\text{Potencia}}{\text{Caudal alim}} = 27153,83 \frac{J}{s} * \frac{1 s}{2,92313 \text{ mol alim}} = 9289,29 \frac{J}{\text{mol alim}}$$

$$W_n = 9289,29 \frac{KJ}{\text{Kmol de alim}}$$

4.4 Separación con membranas basada en permeabilidad selectiva.

Para la separación de distintos componentes de la mezcla de gases a través de una membrana es esencial que los compuestos a separar presenten diferentes coeficientes de permeabilidad y que la diferencia de presión parcial a ambos lados de la membrana sea suficiente. El coeficiente de permeabilidad del hidrógeno es mucho mayor que el de otros gases, lo que permite su separación con relativa alta eficiencia cuando la presión del gas de entrada es suficientemente alta.

El objetivo de trabajar con tecnologías de membranas consiste en permitir altos caudales de paso de gas con alta selectividad, siendo fundamental que se presente resistencia a la presión, así como adecuada estabilidad térmica y química.

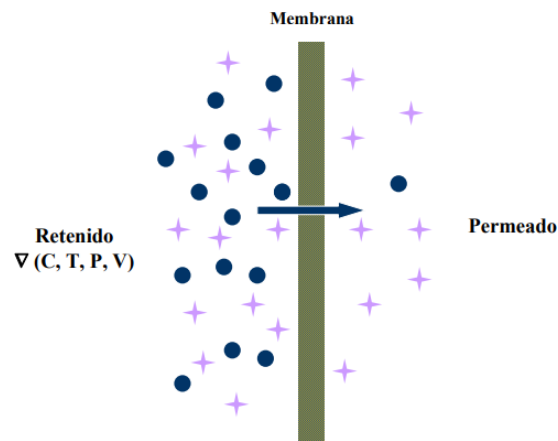


Ilustración 17 Membrana.

La figura muestra una membrana tubular, aunque también existen modelos con forma de plato. La corriente de entrada en este caso en “syngas” o también conocido como gas de síntesis.

La corriente de permeado (permeate out) está formada en este caso solo por hidrógeno. Es la corriente que pasa a través de la membrana. Los gases restantes (raffinate stream) es lo que queda de la corriente de alimentación una vez que el permeado se separa. Un gas de barrido como puede ser el nitrógeno puede utilizarse en la corriente de permeado para disminuir la presión parcial del hidrógeno en ella y permitir a más hidrógeno pasar a través de la membrana.

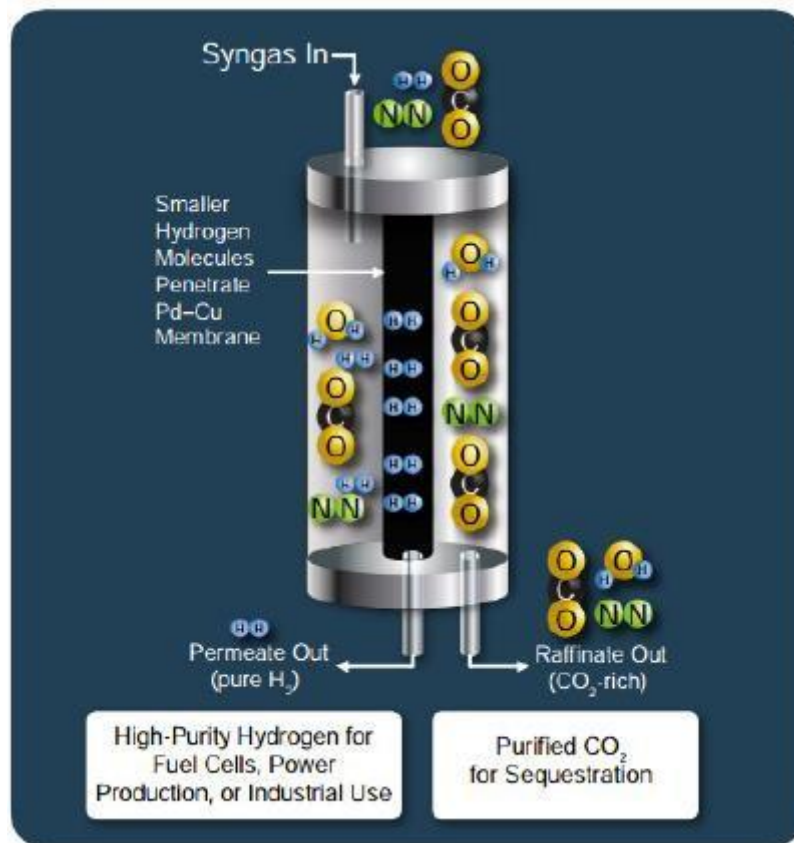


Ilustración 18 Reactor de membrana. [GRASYS 2018]

Tipos de membranas

La siguiente tabla compara distintos factores de la operación utilizando 5 tipos distintos de membranas. Cada tipo tiene sus ventajas y desventajas.

	Dense Polymer	Microporous Ceramic	Dense Ceramic	Porous Carbon	Dense Metallic
Temperature Range	<100°C	200°–600°C	600°–900°C	500°–900°C	300°–600°C
H ₂ Selectivity	Low	Moderate	Very high	Low	Very high
H ₂ Flux	Low	High	Moderate	Moderate	High
Known Poisoning Issues	HCl, SO ₂ , CO ₂		H ₂ S	Strong vapors, organics	H ₂ S, HCl, CO
Example Materials	Polymers	Silica, alumina, zirconia, titania, zeolites	SrCeO _{3-δ} , BaCeO _{3-δ}	Carbon	Palladium alloys, Pd–Cu, Pd–Au
Transport Mechanism	Solution/diffusion	Molecular sieving	Solution/diffusion	Surface diffusion, molecular sieving	Solution/diffusion

Ilustración 19 Tabla comparativa de membranas. [GRASYS 2018]

En este estudio se analizarán las membranas de polímeros por ofrecer muy buenas condiciones de operación y principalmente porque la temperatura de operación es cercana a la temperatura ambiente.

4.4.1 Membranas de polímeros. Membranas MOFS.

Dos de las principales clases de membranas de polímero capaces de separar el hidrógeno son:

- Membranas hidrógeno-selectivas.
- Membranas hidrógeno-rechazo.

En las membranas hidrógeno-selectivas, el minúsculo tamaño de la molécula de hidrógeno es utilizado para permitir la rápida difusión de hidrógeno a través de la membrana mientras que excluye la penetración de otros gases.

Por otro lado, las membranas de hidrógeno-rechazo utilizan la significativamente mayor adsorción de otros gases para superar las ventajas que presentaba el pequeño tamaño de la molécula de hidrógeno.

Desde hace varias décadas se ha descrito una gran variedad de materiales sólidos porosos compuestos por iones metálicos y especies moleculares orgánicas (ligandos), denominadas materiales MOF (metal-organic framework). A continuación, se enumeran las propiedades más destacadas de estos materiales:

1. **Elevada versatilidad estructural y de composición.** Dada por la gran variedad de metales y ligandos orgánicos que han sido y pueden ser utilizados para la formación de dichos materiales. Reflejo de dicha versatilidad son las casi 4.000 estructuras MOF

diferentes publicadas entre 1978 y 2006. [5] J. Long, O. Yaghi, Chem. Soc. Rev. 2009, 38, 1213–1214.

2. **Altas superficies específicas y volúmenes de poro.** La mayoría de los MOFs presentan estructuras abiertas, que pueden llegar a alcanzar superficies específicas, estimadas según el método BET, de hasta 6.240 m²/g, o volumen de poros de 3,60 cm³/g. [JH. Furukawa, N. Ko, Y. Go, N. Aratani, S. Choi, E. Choi, A. Yazaydin, R. Snurr, M. O’Keeffe, J. Kim, O. Yaghi, Science 2010, 329, 424–428.
3. **Tamaños de poro.** Se pueden conseguir membranas con diferentes tamaños de poro. Por ejemplo, con el ZIF-8 debido a su pequeño tamaño de poro favorece el transporte por tamizado molecular de las moléculas pequeñas, como O₂ e H₂.
4. **Interpenetración de la estructura.** La interpenetración de la estructura consiste en que dos o más estructuras se encuentran físicamente entrecruzadas debido a un intercrecimiento de las redes sin que exista enlace químico alguno entre ellas y sin que exista un cambio aparente en la estructura del material.

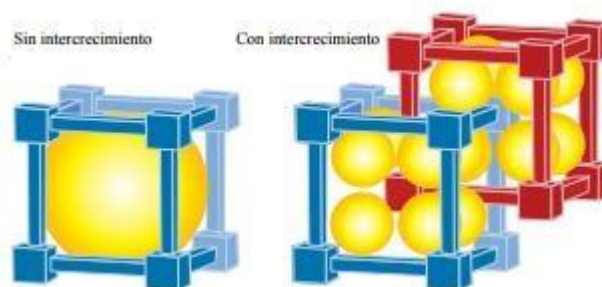


Ilustración 20 Estructura de los MOFs. [Hydrogen purification: MOF membranas 2016]

En el caso de los MOFs, los efectos de dicho fenómeno son, por un lado, el de aumentar la estabilidad térmica y mecánica del material, que es de por sí la mayor limitación a la aplicación de muchos MOFs, y, por otro, el de subdividir los “poros” del material no interpenetrado en “poros” más pequeños que incrementan la energía de interacción con los adsorbatos y/o que discriminan a ciertas moléculas por tamaño. Este último factor es muy interesante para la purificación del hidrógeno. [S. Batten, R. Robson, Angew. Chem. Int. Ed. 1998, 37, 1460–1494.

Para las tecnologías de separación de gases por membrana se usa una membrana moderna de fibras vacías con una capa separadora del gas aplicada a su superficie exterior. La fibra vacía tiene estructura asimétrica compleja; la densidad del polímero crece a medida de acercamiento a la superficie exterior de la fibra. El uso de las bases de fibra vacía con estructura asimétrica permite separar los gases bajo presión alta (hasta 6,5 MPa).

El espesor de la capa de fibra separadora del gas no sobrepasa 0,1 Ω m, lo que asegura una alta penetrabilidad específica de gases a través de la membrana polimérica. El nivel del desarrollo tecnológico existente permite producir los polímeros que poseen de una alta selectividad durante la separación de diferentes gases, lo que asegura el nivel alto de la pureza de productos gaseosos. El módulo de membrana moderno usado para

la tecnología de separación de gases por membrana comprende un cartucho de membrana reemplazable y cuerpo. La densidad de la fibra envasada en cartucho llega a 3000 — 35000 metros cuadrados de la fibra por un metro cúbico del cartucho, lo que permite minimizar las dimensiones de las instalaciones de separación del gas.

El cuerpo del módulo tiene un tubo para la entrada de la mezcla inicial de gases, y dos tubos para la salida de los componentes separados.

La separación de la mezcla con ayuda de la tecnología por membrana se debe a la diferencia entre las presiones parciales en las superficies externa e interna de la membrana de fibra vacía. Los gases que penetran «rápidamente» a través de la membrana polimérica (por ejemplo, H₂, CO₂, O₂, los vapores del agua, hidrocarburos máximos) entran en las fibras y salen del cartucho de membrana por uno de los tubos de salida. Los gases que penetran «lentamente» a través de la membrana (por ejemplo, CO, N₂, CH₄), salen del módulo de membrana por el segundo tubo de salida.



Ilustración 21 Velocidad de penetración de gases en la membrana. [GRASYS, 2019]

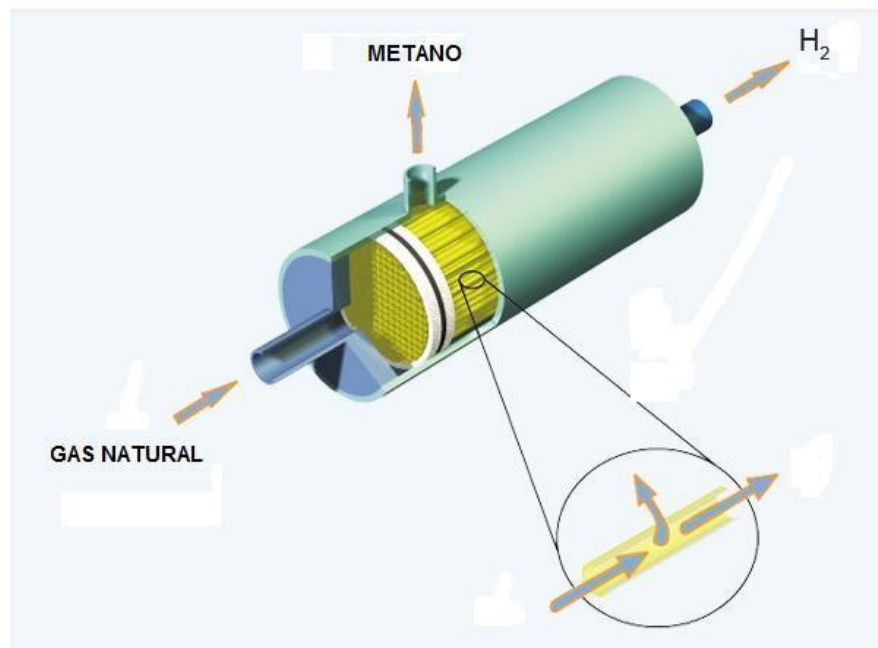


Ilustración 22 Separador de membrana polimérica. [GRASYS, 2019]

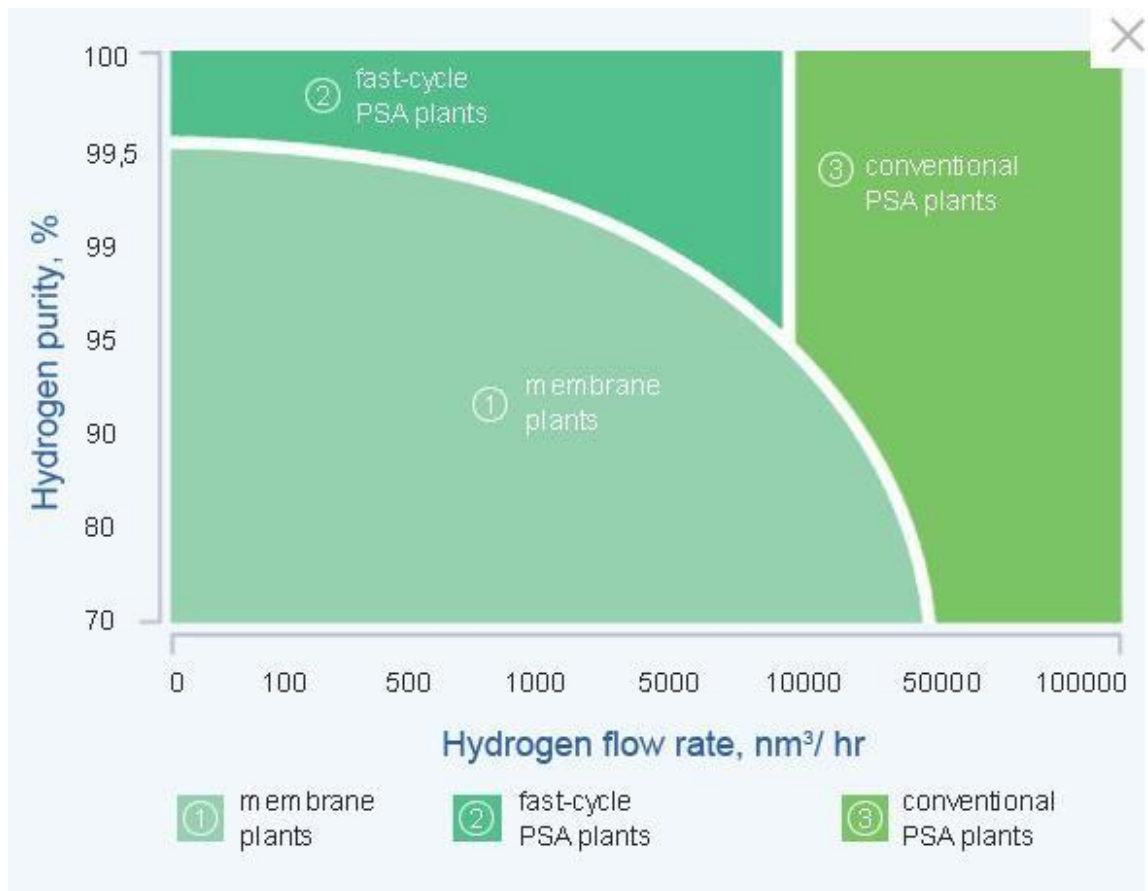


Ilustración 23 Diagrama comparador de tecnologías. [GRASYS, 2019]



Ilustración 24 Separador por membrana. [GRASYS 2019]

4.5 Sistemas criogénicos.

Otro método de separación consiste en el uso de sistemas criogénicos. Esta tecnología está basada en la condensación parcial del gas de entrada, lo que permite la separación de hidrógeno del resto de gas residual debido a sus diferentes puntos de condensación. Este sistema es el menos utilizado ya que la pureza del hidrógeno separado es inferior a la obtenida mediante las anteriores alternativas. Los costes de inversión y de operación son más altos en esta alternativa que en las anteriores.

Variables que determinan el proceso:

- Temperatura de condensación de las impurezas.
- Caudal de alimentación.
- Concentración de hidrógeno en la alimentación.
- Temperatura de la alimentación.

Se asemeja por tanto a un proceso de separación por cambio de fase, en donde hay dos sustancias a separar. En la siguiente figura se observa los cambios de fase en una mezcla binaria.

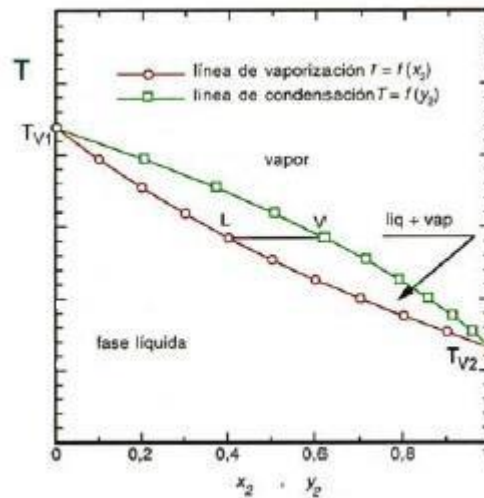


Ilustración 25 Diagrama binario. [Zona química, 2019]

En la siguiente tabla se puede observar las distintas temperaturas de condensación de impurezas en comparación con la del hidrógeno.

	Tª condensación
Hidrógeno (H ₂)	-253 °C
Impurezas	
Monóxido de carbono (CO)	-192 °C
Dióxido de carbono (CO ₂)	-57 °C
Nitrógeno (N ₂)	-195,8 °C
Metano (CH ₄)	-162 °C

Ilustración 26 Temperatura de condensación de impurezas. [Science of gases, 2016]

Características del proceso:

- El proceso se realiza a una presión de operación entre 2-5 MPa.
- La temperatura de operación ronda los 90-100 K.
- La pureza de hidrógeno obtenido es del 90-98%.
- Puede conseguir recuperaciones de hidrógeno de hasta el 95%.
- Comúnmente utilizado para la recuperación para la recuperación de hidrógeno separándolo del metano y monóxido de carbono.

5. Comparación de los procesos.

En este apartado se muestran una serie de gráficos en los que se comparan diferentes factores fundamentales entre cuatro de los procesos estudiados: criogénesis, adsorción, membrana y PSA.

5.1 Temperatura de operación.

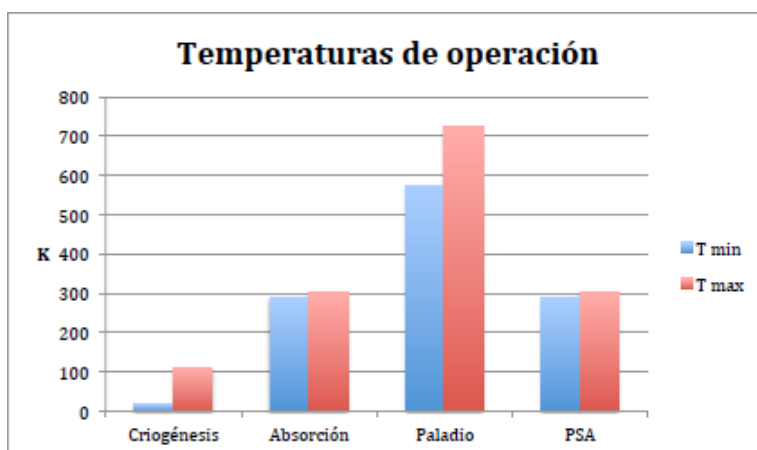


Ilustración 27 Temperatura de operación.

5.2 Pureza del hidrógeno.

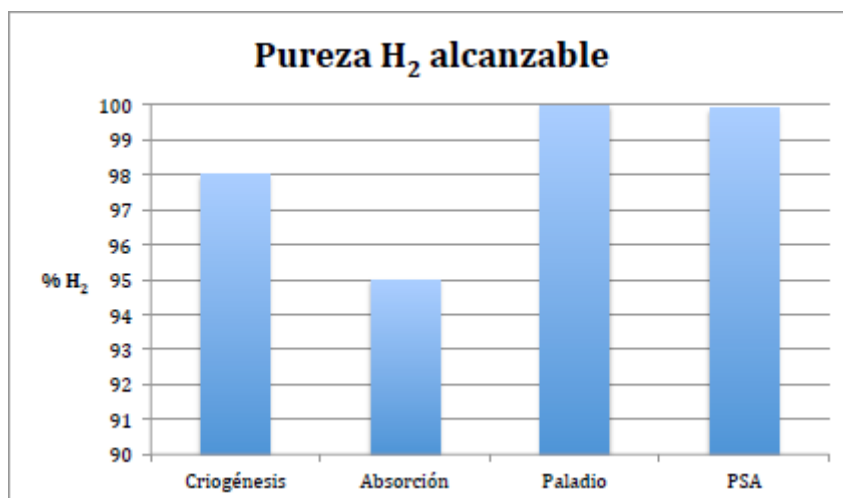


Ilustración 28 Pureza.

5.3 Recuperación hidrógeno alcanzable.

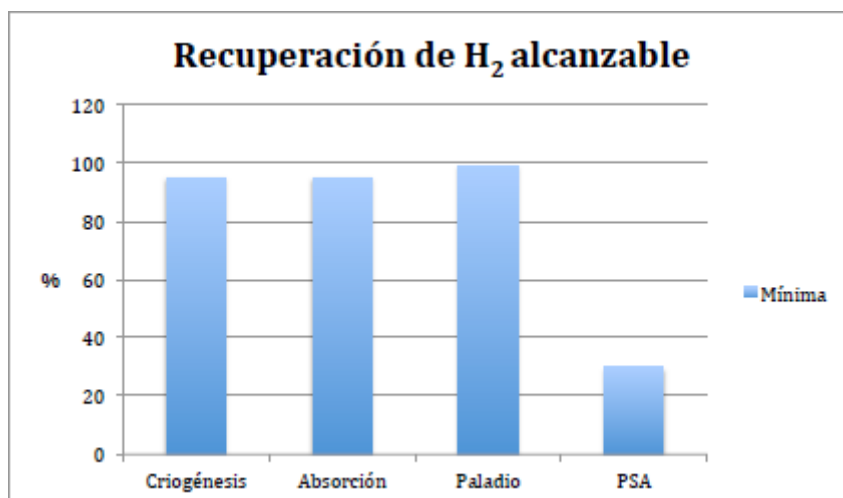


Ilustración 29 Recuperación de hidrógeno.

5.4 Consumo energético del proceso.

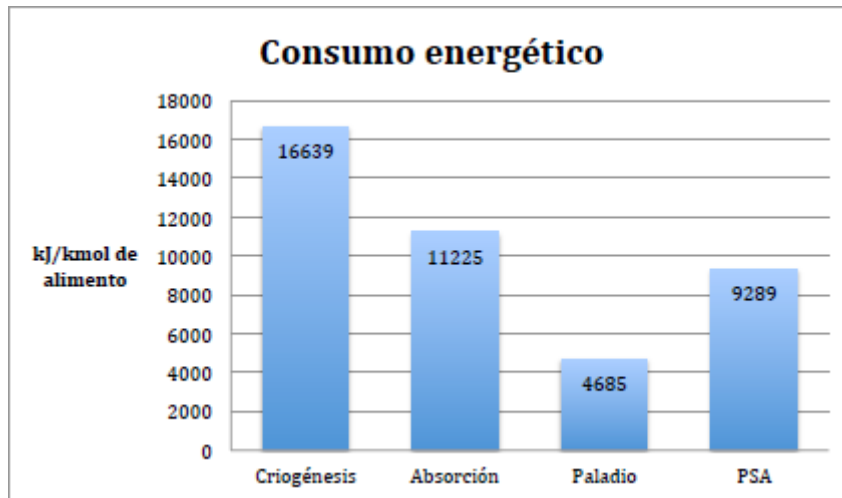


Ilustración 30 Consumo energético.

Observando los resultados expuestos a lo largo del capítulo y en los gráficos, para este proyecto resulta que las mejores alternativas tecnológicas son: el PSA y la separación por membranas de polímeros.

El principal factor lo determina la temperatura de trabajo, ya que el proceso se llevará a cabo a una temperatura cercana a la ambiente. Por lo tanto, las tecnologías de membranas de paladio y de criogénesis quedan descartadas.

Por otro lado, como el hidrógeno es el compuesto minoritario en la mezcla con el gas natural la tecnología de adsorción también queda descartada, siendo esta útil solo para purificar el hidrógeno de impurezas concretas.

En los siguientes apartados se estudiarán los aspectos técnicos y económicos de las dos alternativas escogidas: PSA y membranas poliméricas.

6. Hidrogenera. Proyectos en algunas ciudades europeas en la actualidad.

Aberdeen, Escocia

La primera hidrogenera de Reino Unido se inauguró en Aberdeen en 2015 con el objetivo de abastecer a una flota de 6 autobuses. Posteriormente se añadieron 4 autobuses más como parte del proyecto HyTransit constituyendo un total de 10 autobuses.

Se trata de la mayor hidrogenera de Europa situada en Kittybrewster, al norte de la ciudad. El proyecto, que recibió el nombre de “Low Carbon Vehicle Partnership” involucró una serie de acuerdos entre las compañías de autobuses First Bus y Stagecoach con diversas empresas productoras de energía.

Durante el primer año se completaron más de 1600 repostajes, aproximadamente 35.000 kg de hidrógeno. Cumpliendo casi la totalidad de la demanda pues la disponibilidad del hidrógeno cuando se le requería fue del 99,9%. Estos autobuses operan tanto en ruta urbanas como interurbanas y rurales y las encuestas arrojan datos y experiencias muy satisfactorias por parte tanto de los conductores como de los pasajeros.



Ilustración 31 Repostaje de varios vehículos en la hidrogenera de Aberdeen. [Fuente: Andrew Win. Aberdeen invest live visit. 2018]

La producción de hidrógeno tiene lugar por medio de un electrolizador de 1MW, suministrado por el fabricante Hydrogenics capaz de producir 20 kg/h y además las instalaciones cuentan con un compresor iónico de gran eficiencia que permite el repostaje seguro de los vehículos a la presión adecuada.

El éxito de este proyecto supuso que en febrero de 2017 se implantara una segunda

estación de repostaje para una flota de 10 turismos Toyota Mirai: cinco del Servicio Nacional de Salud, tres para el club de automóviles Co-wheels, uno de la Agencia de protección ambiental de Escocia y otro fue destinado al ayuntamiento. [JONE17].

Stuttgart, Alemania

Con el desarrollo del plan de acción de movilidad sostenible “Nachhaltig mobil in Stuttgart” se inició una importante inversión para la compra de vehículos no contaminantes para el sector del transporte público.

Stuttgarter StraBenbahnen AG es la compañía de autobuses que opera en esta ciudad desde hace 145 años. Su interés por la sostenibilidad viene desde hace ya 15 años cuando con el proyecto CUTE (2003-2005) se iniciaron las pruebas de los primeros autobuses de pila de combustible.

Desde 2014 cuatro autobuses EvoBus de pila de combustible operan en la ciudad como parte de proyecto “S-Presso” (Stuttgarter Praxiserprobung von wasserstoffbetriebenen Omnibussen). Estos autobuses con una capacidad de 35kg de hidrógeno con el tanque lleno operan en dos líneas:

-Línea 79: Recorre una distancia de unos 11 km y transcurre entre Plieningen y el aeropuerto de Stuttgart. Los autobuses operan esta ruta 17 horas al día con una distancia total recorrida diaria de 280 km.

-Línea 67: Con una ruta de 14 km opera en la zona de Fellbach. La distancia total recorrida diariamente por estos autobuses son 193 km.

Para el repostaje de los autobuses se utilizan 2 hidrogeneras: la primera está situada en el aeropuerto y tiene una capacidad de generación diaria de 125 kg. Esta estación es la que abastece a los autobuses de la línea 79. [CHIC15].



Ilustración 32 Estación del aeropuerto de Stuttgart. [Fuente: Klaus Bonhoff “Hydrogen, Fuel Cell and battery electric drives. 2017]

La segunda hidrogenera es operada por la empresa EnBW y el hidrógeno es producido in-situ mediante electrólisis. Esta estación de servicio fue llevada a cabo por Linde AG y puede llegar a producir hasta 120 kg al día.



Ilustración 33 Hidrogenera desarrollada por Linde en Stuttgart. [Fuente: Hydrogenics “Hydrogenics selected fueling stations”. 2019]

Ambas estaciones de repostaje con públicas y no solo están disponible para los autobuses mencionados anteriormente, sino que también permite operar en condiciones de repostaje para turismos a 700 bares.

Las cantidades más comunes de hidrógeno para el llenado de los tanques de los turismos oscilan entre los tres y los cinco kilogramos, alcanzando unos 400 km de autonomía. El precio por kilogramo de hidrógeno es de 9,50 €.

Oslo, Noruega

Situada en el centro logístico y taller de la empresa de autobuses Rosenholm, esta estación de reabastecimiento de hidrógeno comenzó a operar en mayo de 2012 con el objetivo de abastecer a 5 autobuses del fabricante Van Hool como parte del proyecto CHIC. Estos autobuses recorren diferentes tipos de rutas tanto planas como a través de las montañas y comenzaron a circular a mediados de 2013.

Al principio, operaban en una única ruta de 48 paradas y 20 km de recorrido, la línea 81. Pero con el paso del tiempo, fueron dando más flexibilidad a los autobuses del nuevo proyecto para operar en diferentes rutas, siempre y cuando fueran adecuadas para las especificaciones técnicas y limitación de autonomía de los vehículos. Actualmente estos autobuses recorren una media de 250 km diarios.



Ilustración 34 Inauguración de la primera hidrogenera en Oslo. [Fuente: PDC Machines. Kareem Afzal “hydrogen fueling stations open in Norway and Switzerland”. 2013.]

En cuanto a la hidrogenera, utiliza electricidad procedente de energías renovables procedente de una central hidroeléctrica cercana. Tiene una capacidad de producción diaria de 250 kg. En cuanto a los equipos que componen la instalación cabe mencionar los dos electrolizadores de 60 Nm³/h que se suministraron en contenedores de tamaño estándar y 2 compresores en paralelo de diafragma cuyo principio de funcionamiento se expone en el siguiente capítulo.

7. Estudio técnico de la hidrogenera.

En el siguiente capítulo, se realizará el estudio técnico de la separación por membrana polimérica y se diseñará una hidrogenera definiendo todos los componentes que la definen. En una primera parte, se analizan los parámetros del proceso. Posteriormente se diseñará la planta eligiendo los equipos necesarios disponibles en el mercado.

7.1 Calidad del hidrógeno.

Es importante analizar la calidad del hidrógeno que se introducirá en las pilas de hidrógeno. En la siguiente tabla, se muestran los límites de contaminantes presentes en la corriente de gas.

La presencia de estos contaminantes puede provocar un deterioro de la pila de hidrógeno. La presencia de monóxido de carbono y sulfuro de hidrógeno debilita los electrodos de la pila ralentizando la transferencia de iones y restando potencia a la batería.

Otros contaminantes pueden dañar la membrana interna de la pila, estrechándola y dañando la integridad de la pila.

Por todo ello, es de vital importancia controlar la composición del hidrógeno que sale del separador antes de almacenarlo. Para ello, se pueden utilizar ciertos sensores y también se realizan periódicamente análisis del proceso.

Characteristics (assay)	Type I, Type II
	Grade D
Hydrogen fuel index (minimum mole fraction) ^a	99,97%
Total non-hydrogen gases	300 µmol/mol
Maximum concentration of individual contaminants	
Water (H ₂ O)	5 µmol/mol
Total hydrocarbons ^b (Methane basis)	2 µmol/mol
Oxygen (O ₂)	5 µmol/mol
Helium (He)	300 µmol/mol
Total Nitrogen (N ₂) and Argon (Ar) ^b	100 µmol/mol
Carbon dioxide (CO ₂)	2 µmol/mol
Carbon monoxide (CO)	0,2 µmol/mol
Total sulfur compounds ^c (H ₂ S basis)	0,004 µmol/mol
Formaldehyde (HCHO)	0,01 µmol/mol
Formic acid (HCOOH)	0,2 µmol/mol
Ammonia (NH ₃)	0,1 µmol/mol
Total halogenated compounds ^d (Halogenate ion basis)	0,05 µmol/mol
Maximum particulates concentration	1 mg/kg

Ilustración 35 Principales contaminantes de la corriente de hidrógeno. [Linde, 2019]

Durante la etapa de separación, se analizará la composición del hidrógeno de salida. Si contiene algún residuo se separará el componente determinado mediante una post etapa de purificado.

7.2 Cálculo caudal de gas natural.

Se pretende diseñar la estación hidrogenara para que abastezca a 50 coches al día. El separador de hidrógeno trabajará principalmente por la noche cargando el depósito de gas presurizado.

Actualmente los coches con pilas de hidrógeno tienen una capacidad de 5 kg de hidrógeno más o menos dependiendo del modelo. Por lo tanto, necesitaremos una cantidad de 250 kg de hidrógeno al día.

Para pasar los kg a unidades de volumen realizamos el siguiente cálculo:

$$250 \frac{Kg}{día} * 1000 * \frac{1}{2 \frac{g}{mol}} = 125 \text{ kmol al día de hidrógeno.}$$

Suponiendo el hidrógeno como gas ideal y condiciones normales.

$$125.000 \text{ mol} * 22,4 = 2.800.000 \text{ litros de hidrógeno al día.}$$

$$2.800.000 / 24 \text{ horas} = 116.666 \text{ litros de hidrógeno a la hora.}$$

116.666 litros de hidrógeno = 116,66 metros cúbicos de hidrógeno en condiciones normales. Redondeando a una cifra entera nos queda 117 metros cúbicos de hidrógeno a la hora.

Como la corriente de gas natural es del 5 % en volumen en hidrógeno, la corriente de gas natural necesaria suponiendo un rendimiento del 95 % del separador de hidrógeno es de:

$$117 / 0,05 = 2.340 \text{ metros cúbicos a la hora teóricos.}$$

$$2340 * 0,95 = 2.463 \text{ metros cúbicos de gas natural necesarios a la hora.}$$

7.3 Separación por membrana polimérica.

Parámetros del proceso.

Los principales parámetros que definirán el proceso son los siguientes:

- Temperatura de proceso: temperatura ambiente en la entrada, a la salida el gas habrá adquirido un a temperatura debido a la compresión.
 - Presión del gas de entrada: 5 bares.
 - Presencia de humedad en el gas: No.
 - Presencia de partículas sólidas: No.
 - Composición de gas:
 - Hidrógeno: 5-10%.

- Bióxido de carbono: 0%.
- Nitrógeno: 0,24%.
- Metano: 91,23%.
- Etano: 7,5%.
- Propano: 0,74%.
- Isobutano: 0,1%.
- N-butano: 0,11%.
- Isopentano: 0,01%.
- N-pentano: 0,01%.
- Los demás componentes no sobrepasa 1 ppm.
-
- Caudal de gas de entrada: 2.463 m³/h.
- Caudal de salida de hidrógeno: 117 m³/h.
- Caudal de salida de gas natural (reinyección): 2346 m³/h.
- Presión de salida de hidrógeno: 3 bares.
- Presión de salida de gas natural: 3 bares.
- Tiempo de trabajo durante el año: 365 días.

7.4 Separador de hidrógeno

El separador que se utilizará en la planta será un separador de hidrógeno de membrana polimérica. La empresa que lo comercializa es GrasyS.



A continuación, se muestra una lista de características técnicas del producto:

- Módulos de membrana con el uso de los materiales más modernos.
- Altas purezas de hidrógeno, por encima del 99,9%.
- Carcasa modular compacta.
- Empleo de los módulos por membrana de amplio surtido de las dimensiones tipo, lo que permite procesar los flujos en el amplio rango de 100 a 50 000 nm³/h.
 - Alta resistencia de la membrana a toda una serie de aditivos (hidrocarburos superiores, hidrógeno sulfurado, etc.), lo que hace el empleo de las membranas una solución ideal para la rama de procesamiento del petróleo y la rama petroquímica.
 - Posibilidad de obtener el hidrógeno de mayor concentración con consumo pequeño de energía.
- Ausencia de piezas móviles en el equipo. Equipos muy seguros.
- Vida útil esperada: 120-180 mil horas.

- Temperatura de funcionamiento: 5-40 °C.



Ilustración 36 Separador de hidrógeno por membrana. [GRASYS 2019]

7.5 Estación de suministro de hidrógeno.

En este apartado se analizará el diseño de la estación de suministro de hidrógeno para los vehículos eléctricos.

La estación estará ubicada en un espacio abierto cerca de un núcleo urbano. El terreno deberá ser plano y de un tamaño de 400 metros cuadrados como mínimo. Como se trata de una miniestación tomaremos los 400 metros cuadrados.

En la estación de suministro de hidrógeno gas no hay actualmente normativa ni legislación aplicable específica, pero será de aplicación la normativa y legislación aplicable a instalaciones de gas combustible e instalaciones de gas a presión, entre otras. A continuación, hay un listado de las normativas españolas necesarias a cumplir para este tipo de instalaciones.

Equipos a presión	RD 769/1999
Equipos a presión transportables	RD 222/2001 Normativa ADR
Protección de la salud de los trabajadores expuestos a los riesgos derivados de atmósferas explosivas en el lugar de trabajo.	RD 681/2003
Aparatos y sistemas de Protección para Uso en Atmósferas Potencialmente Explosivas	RD 400/1996
Medidas de control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en los que intervengan sustancias peligrosas	RD 1254/1999

Almacenamiento de sustancias inflamables, concreto la ITC MIE APQ-5 de Almacenamiento y utilización de botellas y botellones de gases comprimidos, licuados y disueltos a presión	RD 379/2001
Reglamento técnico de distribución y utilización de combustibles gaseosos	RD 919 /2006 de 28 de julio
Normas de gestión técnica del sistema gasista	Orden TIC/3126/2005
Notificación de sustancias nuevas y clasificación, envasado y etiquetado de sustancias peligrosas	RD 363/1995
Reglamento de protección contra incendios	RD 1942/1993 y RD 2267/2004
Reglamento electrotécnico para Instalaciones de baja tensión e instrucciones complementarias.	RD 842/2002

Ilustración 37 Normativa española. [BOE. 2018]

El Real Decreto 379/2001, de 6 de abril, por el que se aprueba el Reglamento de almacenamiento de productos químicos y sus instrucciones técnicas complementarias MIE APQ-1, MIE APQ-2, MIE APQ-3, MIE APQ-4, MIE APQ-5, MIE APQ-6 y MIE APQ-7, marca las distancias de la instalación de hidrógeno:

8.3 Si la instalación está en un área cerrada: 6m a la vía pública, 10m a los edificios habitados, 10 m a actividades clasificadas de riesgo de incendio y explosión, 6 m a servicios

internos de almacén. (Se podrán reducir a 4 m, 8 m, 8 m y 2 m respectivamente tomando medidas correctoras).

8.4 Si la instalación está en un área abierta: 10 m a la vía pública, 15 m a los edificios habitados, 15 m a actividades clasificadas de riesgo de incendio y explosión, 6 m a servicios internos de almacén. (Se podrán reducir a 5 m, 10 m, 8 m y 2 m respectivamente tomando medidas correctoras)

Respecto a las recomendaciones sobre seguridad de estas instalaciones, se valorará cumplir las siguientes recomendaciones establecidas por los comités de normalización que están trabajando en esta normativa

Localización/tipo de equipo
<ul style="list-style-type: none"> - Localización de vehículos y equipo de llenado y la proximidad a las siguientes zonas: <ul style="list-style-type: none"> • Potenciales fuentes de ignición • Entradas • Carreteras • Zonas peatonales • Propiedades privadas, viviendas - Volumen total de combustibles almacenados. - Proximidad de la zona de almacenamiento a las zonas enumeradas. - Identificación de válvulas, conectores y otros puntos con peligro de fugas.
Clasificación electricidad/calor
<ul style="list-style-type: none"> - Clasificación de localizaciones. - Fuentes potenciales de fugas. - Área limitante. - Calderas de llama abiertas. - Equipo eléctrico. - Luz.
Ventilación
<ul style="list-style-type: none"> - Requisitos para instalaciones al aire libre. - Requisitos para la parte de las instalaciones que estén al aire libre. - Sensores de alarma.
Sensores y alarmas
<ul style="list-style-type: none"> - Necesidades de detectores de llama. - Necesidades de detectores de gas - Tipos de alarmas.

Ilustración 38 Normativa de seguridad. [BOE. 2018]

La normativa “Hidrógeno gaseoso – Estaciones de abastecimiento” (ISO 20012) marca las distancias de seguridad de la estación de suministro, el diseño de los equipos de la instalación que deberán estar certificados, la protección necesaria, el personal necesario, el plan de emergencia y el mantenimiento y reparación de la estación de suministro.

Categoría	1	2	3	4
Edificio de material no combustible (resistente 2 horas)	0	0	0	1,5
Edificios de material combustible	1	3	4	4

Categoría	1	2	3	4
Sistema de hidrógeno con paredes	1	2	3	3
Sistema de hidrógeno sin pared	1,5	3	4	4
Líquido inflamable sobre tierra < 4000L	1,5	3	4	6
Líquido inflamable sobre tierra > 4000L	3	6	8	8
Líquido inflamable bajo tierra	1,5	3	3	3
Almacenamiento de gas inflamable >500m ³	1,5	3	4	5
Stocks de material combustible, ej:madera	1,5	3	4	4
Fuentes de ignición	1,5	3	4	4
Aire acondicionado y toma de aire del compresor	3	6	8	8
Zona de reuniones pública	3	6	8	8
Aceras y parkings	1,5	6	4	4
Tranvía	1,5	8	8	8
Línea eléctrica	1,5	1,5	1,5	1,5

Ilustración 39 Distancias de seguridad a las zonas donde haya almacenamiento de hidrógeno en metros. [Osalan. 2019]

La instalación deberá cumplir la reglamentación aplicable y tener un informe de seguridad y evaluación de riesgos de la instalación.

Así mismo, se aplicará la norma Atex:

- **Real Decreto 400/1996** relativo a los aparatos y sistemas de protección para uso en atmósferas potencialmente explosivas [Trasposición de la Directiva 94/9/CE (ATEX- 100.
- **Real Decreto 681/2003** sobre protección de la salud y seguridad de los trabajadores expuestos a los riesgos derivados de la presencia de atmósferas explosivas en el lugar de trabajo [Trasposición de la Directiva 99/92/CE (ATEX-137)]

7.6 Sistema de derivación de la red de gas natural.

Se pretende extraer el gas natural de la tubería más cercana y que tenga la mayor presión de gas. Para este proyecto se utilizará una tubería de gas natural de 5 bares que se encuentra en las proximidades de la hidrogenera. El caudal que necesitamos es de 2.463 metros cúbicos a la hora, suponemos que la tubería de gas natural tiene un caudal superior del necesario; si no lo fuese, habría que derivar caudal de otra tubería en paralelo con la anterior.

Mediante una derivación en la tubería de la red de distribución y una válvula de acometida logramos derivar parte de la corriente de gas natural que circula por la red principal.

Como es necesaria la mayor presión de gas no es necesario poner una etapa reductora.

Se instalará un sistema de medición de presión, un filtro para retener partículas desprendidas en la tubería y un contador de gas proporcionado por la empresa distribuidora.

La derivación de la tubería principal será subterránea como se muestra en la figura 40, contará con una válvula accesible por una arqueta.

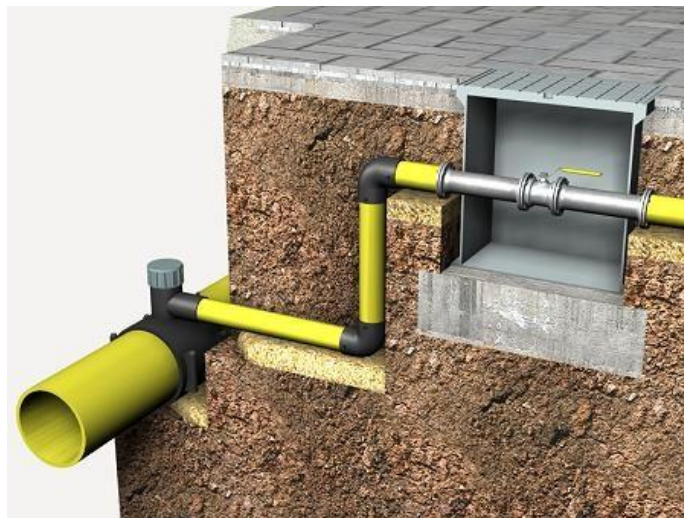


Ilustración 40 Acometida de la tubería principal.

Posteriormente, el tramo pasará a ser aéreo y se instalará una válvula de acometida al edificio en el que se encuentra la estación de separación. La válvula se encontrará dentro del edificio.

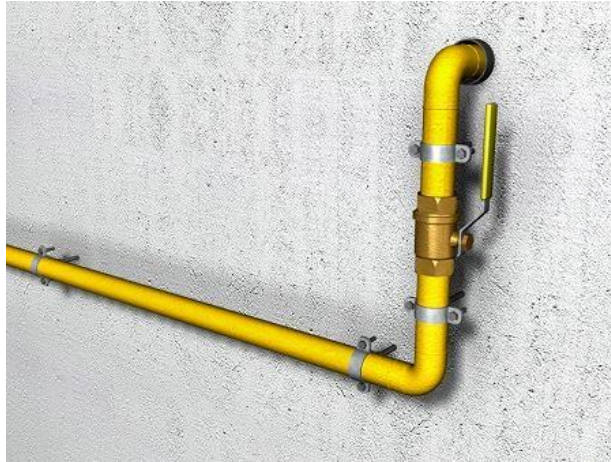


Ilustración 41 Acometida del edificio.

Dentro de la estación de separación se instalará el cuadro de control en el cual estarán instalados todos los instrumentos de medición y filtrado del sistema antes de entrar en la etapa de separación.

La presión se medirá mediante un sistema de control de presión que contará con presostatos industriales como el que se muestra en la figura.



Ilustración 42 Presostato industrial. [Wikipedia, 2019]

También se colocarán diferentes manómetros tipo Bourdon como el mostrado en la figura, para controlar la presión de forma rápida y visual.



*Ilustración 43 Manómetro Bourdon.
[Wikipedia, 2019]*

El contador de gas podrá ser de pistones rotativos FMR como el mostrado en la figura 44 o de turbina. El contador de gas de pistones rotativos es de tipo de desplazamiento volumétrico, por ello su comportamiento metrológico no resulta afectado por las condiciones de la instalación. Estos contadores se utilizan normalmente para la red de distribución y cuentan con una gran precisión.



Ilustración 44 Contador de pistones. [Wikipedia, 2019]

El filtro sirve para separar las posibles partículas que se van desprendiendo de la tubería principal y que pasan a estar suspendidas en la corriente de gas. Para su separación se puede usar un filtro tipo EGF-H como el que se muestra en la figura.



Ilustración 45 Filtro de gas natural. [Wikipedia, 2019]

Todos los instrumentos de control estarán integrados en la una caja de protección de acero con cierre de protección como la que se muestra en la imagen.



Ilustración 46 Caja de control.

Todos estos elementos forman parte de la instalación de extracción de gas natural de red de gas natural principal y deberán cumplir con la Norma Española de seguridad apropiada para el uso de gas.

7.7 Sistemas de almacenamiento, compresión y abastecimiento.

En la siguiente imagen se observa un esquema del diseño de la planta de suministro una vez el hidrógeno ha salido de la planta de separación.

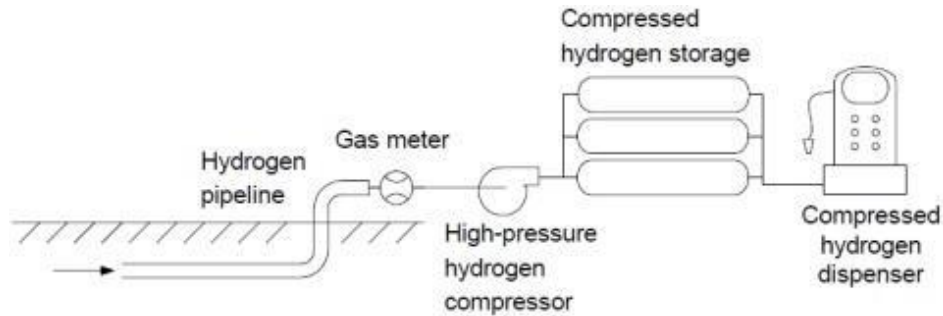


Ilustración 47 Esquema estación de suministro de hidrógeno. [Research Gate, 2018]

El sistema cuenta con un sensor de gas a la salida del tubo de suministro de hidrógeno que analiza la composición del gas. Si no fuese la correcta saltaría una alarma informando de la anomalía en la corriente de entrada.

Posteriormente, el gas se comprime mediante dos etapas y se almacena en depósitos presurizados.

Finalmente, el hidrógeno pasa al dispensador de hidrógeno mediante un sistema de control por cascada que suministra el gas a los vehículos.

7.7.1 Compresor de hidrógeno.

Según el laboratorio nacional del departamento de energía de Estados Unidos, después de discutir la eficiencia de todo el proceso de implantación de hidrogeneras, y tras buscar alternativas y avances en el campo de la eficiencia, llegaron a la conclusión junto a diversos fabricantes y proveedores de compresores, de que, ante las grandes dificultades de llevar a cabo el proceso de compresión en una sola etapa, lo más

adecuado resulta realizarla en varias etapas, incluso si para ello se necesitan varios compresores.

Por lo tanto, se realizará la operación en dos etapas: una primera en la que los depósitos de gran capacidad almacenan el hidrógeno a una presión intermedia, 200 bar. Y una segunda etapa con otro compresor para elevar la presión hasta 440 bar.

Para conseguirlo, se necesita por tanto un compresor para comprimir el hidrógeno almacenado en el depósito. Existe un rango muy variado acerca de la eficiencia real de los equipos compresores comercializados en la actualidad, pero diversos estudios indican que de momento la eficiencia isoentrópica del proceso de comprimir el hidrógeno con la tecnología disponible en este momento, no supera el 65%. Si bien se habla de que en un futuro próximo se conseguirán eficiencias superiores al 80%.

Para el caso de estudio se ha decidido utilizar un compresor alternativo de membrana. Este tipo de compresor es ideal para comprimir gases minimizando de forma sustancial tanto las fugas como la contaminación del gas de trabajo en el proceso. Los extremos de los pistones en este tipo de máquinas se encuentran aislados por medio de unos discos metálicos flexibles llamados membrana o diafragma, que son mecanizados y colocados cuidadosamente en la cabeza del pistón con gran precisión. Como consecuencia de una superficie de contacto mayor, es posible trabajar a temperaturas menores a las que exigiría un compresor de pistón convencional.

Al tratarse de un proceso de compresión isoentrópico en lugar de adiabático, es posible conseguir relaciones de compresión mayores.

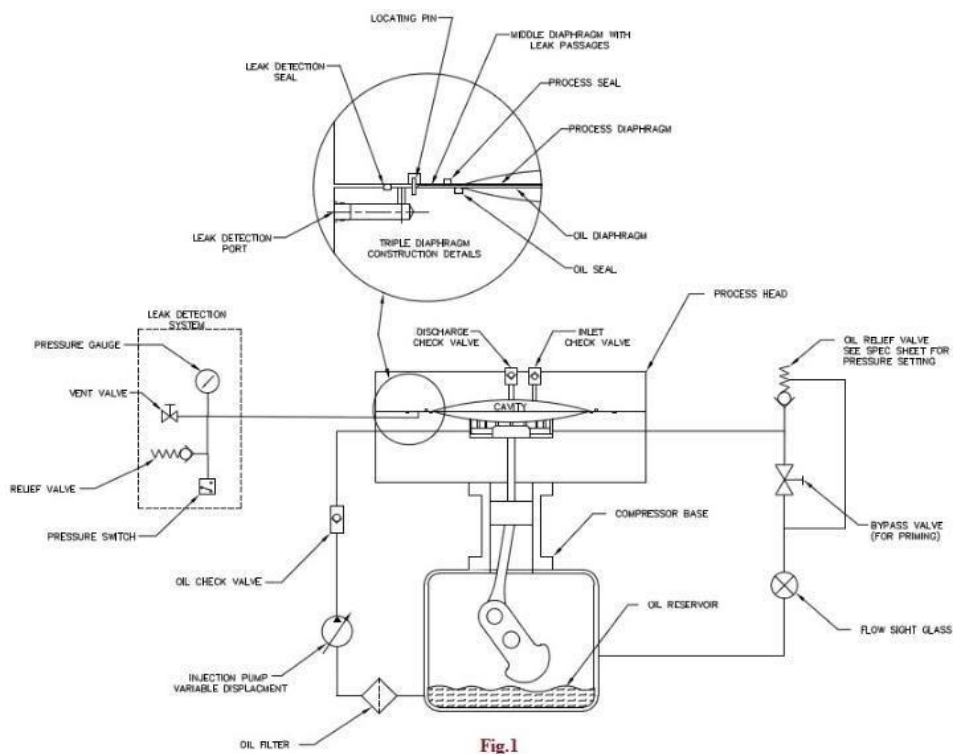


Ilustración 48 Esquema de funcionamiento de los compresores de membrana. [Fuente: PDC Machines "Diaphragm Compressors". 2019] (ANEXO)

El funcionamiento es el siguiente, el sistema hidráulico utiliza un pistón accionado por una manivela que mueve la columna del fluido hidráulico (aceite), el cual transmite a su vez la energía al diafragma.

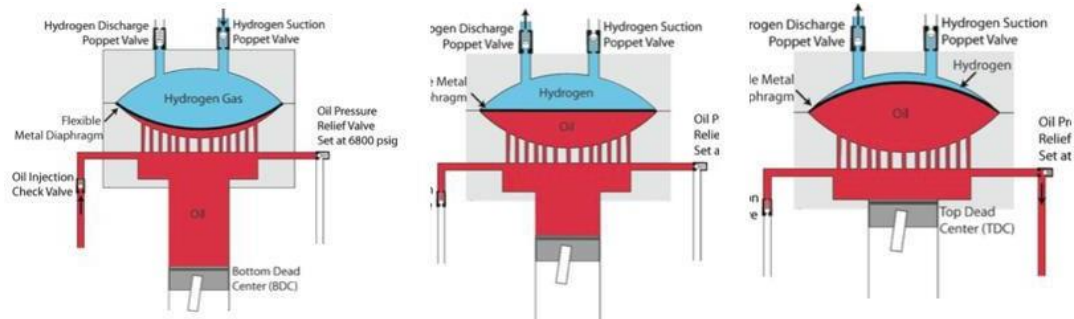


Ilustración 49 Etapas de funcionamiento de los compresores de membrana. [Fuente: Proveedor de compresores Sundyne. 2019]

En un principio, el pistón se desplaza hasta el punto muerto inferior (PMI), que es la posición extrema del pistón más cercana al cigüeñal, a medida que se mueve hacia abajo, la presión en el interior de la cavidad disminuye hasta permitir la apertura de la válvula que permite el llenado de ésta de hidrógeno. A continuación, comienza el movimiento del pistón hacia arriba, ejerciendo una fuerza uniforme contra la parte inferior del diafragma.

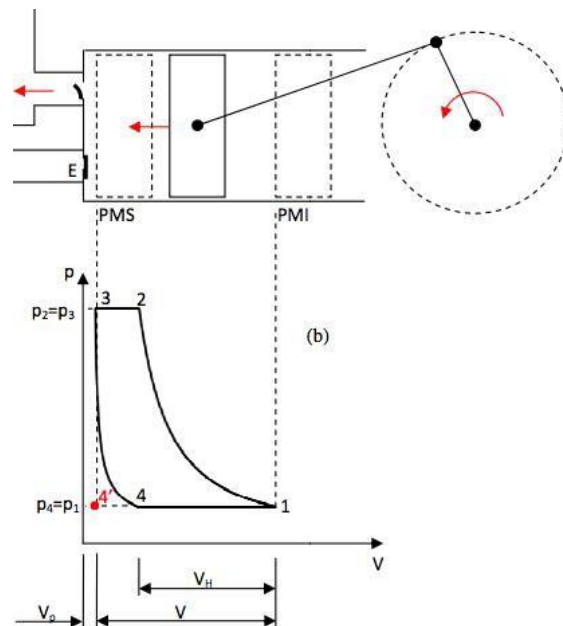


Ilustración 50 Posiciones del pistón en su recorrido. [Fuente: Proveedor de compresores Sundyne. 2019]

El movimiento ascendente del pistón hasta el punto muerto superior produce una deformación de la membrana reduciendo el volumen de la cámara de gas y provocando, por tanto, un aumento de la presión. Una vez se alcanza la presión requerida, se abre la válvula de descarga y se expulsa el gas ya comprimido y preparado para ser almacenado.

Y el trabajo específico de compresión para este tipo de máquinas se calcula mediante la siguiente expresión:

$$w_i = -\frac{n}{n-1}RT_1 \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right] \left[\frac{\text{Julios}}{\text{kg}} \right]$$

$$P_i = w_i * \text{flujo másico}$$

El flujo de hidrogeno que sale del separador es 0,0028 kg/s.

Suponiendo que el compresor trabaja con un rendimiento que según diversos estudios suele ser el 70% calculamos el exponente politrópico n a partir de la siguiente expresión:

$$\eta = \frac{\ln \frac{p_2}{p_1}}{\frac{n}{n-1} \left[\frac{p_2}{p_1}^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right]}; 0,7 = \frac{\ln \frac{200}{30}}{\frac{n}{n-1} \left[\frac{200}{30}^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right]}; n = 1,553$$

Por lo tanto, la potencia de compresión por cada kg de hidrógeno será:

$$P_i = \frac{1,553}{1,553-1} * 4124,3 * 283 \left[\left(\frac{200}{30} \right)^{\frac{1,553-1}{1,553}} - 1 \right] * 0,00289/1000 = 9,14 \text{ kWh/Kg}$$



Ilustración 51 Compresor de baja presión. [PDC Machines, Inc. 2019]

Para la segunda y tercera etapa de compresión será necesario otro equipo para elevar la presión hasta 440 bar y 740. Actualmente, los turismos llevan depósitos de 740 bar mientras que los autobuses llevan de 440 bar. El caudal de gas en este caso se supondrá de dos tercios (440 bar) y un tercio para (740 bar) del caudal total por segundo, ya que estos compresores, comprimen el gas previamente comprimido ya por el compresor de 200 bar.

$$P_i = \frac{1,553}{1,553 - 1} * 4124,3 * 283 \left[\left(\frac{440}{200} \right)^{\frac{1,553-1}{1,553}} - 1 \right] * \frac{0,00192}{1000} = 1,76kWh/Kg$$

$$P_i = \frac{1,553}{1,553 - 1} * 4124,3 * 283 \left[\left(\frac{740}{440} \right)^{\frac{1,553-1}{1,553}} - 1 \right] * 0,00096/1000 = 0,64kWh/kg$$

Se está trabajando actualmente en una nueva generación de compresores muchos más eficientes que los de pistones, se trata de los llamados compresores iónicos. En estos equipos volumétricos, se sustituyen los típicos pistones metálicos por un líquido iónico especial, casi incompresible. Estas sales orgánicas permanecen líquidas dentro de un rango de temperaturas específico, y al no evaporarse, no se mezcla con el hidrógeno.



Ilustración 52 Compresor de alta presión. [Hydropac Compressors, Inc. 2019]

Además, estos líquidos poseen una excelente capacidad térmica y muy buenas cualidades como lubricantes.

El principio de funcionamiento es el mismo que el de un compresor ordinario: el gas se comprime en el cilindro por el movimiento de la columna de líquido hacia arriba y abajo, similar al movimiento alternativo de los pistones ordinarios. Pero debido a que el hidrógeno se comprime casi en condiciones isotérmicas, el proceso es significativamente más eficiente en torno a un 40% según datos del fabricante de este tipo de compresores LINDE.

7.7.2 Tanques de almacenamiento.

El hidrógeno generado por el separador, se almacenará en tanques metálicos de alta presión. Como los dispensadores necesitan suministrar el hidrógeno a una presión máxima de 740 bares, presión muy alta para almacenar hidrógeno de forma efectiva, se instalará un sistema de almacenamiento presurizado por etapas y en cascada (cascade-fill).

Por otro lado, este método de presurización por etapas es necesario porque el abastecimiento de los depósitos de los coches también se realiza por etapas. Cuando llega el coche con el depósito vacío, al principio se empieza a suministrar hidrógeno a baja presión (200 bar) aumentando la presión hasta 740 bar para terminar de llenarlo.

El sistema contará con diferentes tanques de almacenamiento, unos de mayor tamaño a una presión de 200 bares y otros más pequeños a una presión de 440 y 740 bares.

Por otro lado, los depósitos estarán conectados en cascada al dispensador, esto permite que mediante un controlador se vayan intercalando los diferentes tanques para que se vaya suministrando el hidrógeno a diferentes presiones.

Para el dimensionamiento del sistema de almacenamiento, se han analizado dos alternativas. Una para que los compresores funcionen en el horario de tarifa barata de la electricidad y el otro trabajando veinticuatro horas.

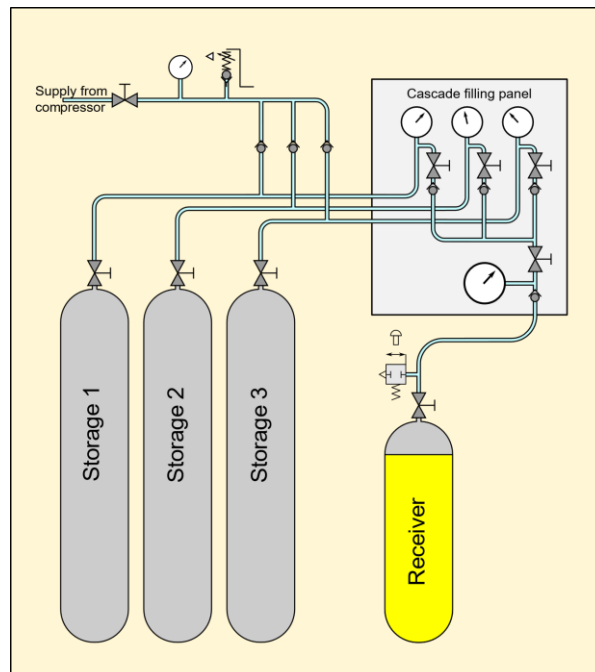


Ilustración 53 Sistema de compresión por etapas.
[Wikipedia, 2019]



Ilustración 54 Tanques de almacenamiento a baja presión. [Faber Corporation, Italy. 2019]



Ilustración 55 Buffer de alta presión. [Faber Corporation, Italy. 2019]

7.7.2.1 Análisis sobre el almacenamiento de hidrogeno

Por exigencia de Nortegas, se va a realizar un análisis sobre los costes que supondrían las dos alternativas para el almacenamiento de hidrogeno.

Suponiendo las tarifas eléctricas mostradas a continuación, se definirán las dos posibilidades.

Precio tarifa PVPC con discriminación horaria (2 periodos)	
Hora	Precio
00-01	0,05652 €/kWh
01-02	0,05246 €/kWh
02-03	0,05037 €/kWh
03-04	0,04922 €/kWh
04-05	0,04752 €/kWh
05-06	0,04985 €/kWh
06-07	0,05822 €/kWh
07-08	0,06041 €/kWh
08-09	0,06111 €/kWh
09-10	0,06053 €/kWh
10-11	0,05744 €/kWh
11-12	0,0558 €/kWh
12-13	0,05939 €/kWh
13-14	0,12568 €/kWh
14-15	0,12554 €/kWh
15-16	0,12595 €/kWh
16-17	0,12625 €/kWh
17-18	0,12541 €/kWh
18-19	0,12421 €/kWh
19-20	0,12642 €/kWh
20-21	0,12802 €/kWh
21-22	0,12908 €/kWh
22-23	0,12689 €/kWh
23-24	0,05652 €/kWh

Ilustración 56 Costes eléctricos. [Costes eléctricos 2019 Iberdrola]

Como se muestra en la tabla desde las 23:00 hasta la 13:00 la luz sale a la mitad de precio que en las horas restantes del día. Suponiendo que estos costes de electricidad son los que la hidrogenera utilizará, calcularemos los dos escenarios:

Escenario 1: Trabajo las 24 horas del día.

Vamos a tener en cuenta para el cálculo solo los compresores, ya que son los que gastan la mayoría de electricidad dentro de la instalación y son los que podemos utilizar de noche. El dispensador también tiene un gasto eléctrico alto, pero está atado al horario de repostaje.

En la siguiente tabla se calcula los kWh que se consumen en cada etapa de compresión al día.

Compresor 200 bar	9,14 kWh/Kg * 125kg	1142,5 kWh al día
Compresor 440 bar	1,76 kWh/Kg * 83,3Kg	146,6 kWh al día
Compresor 740 bar	0,64 kWh/Kg * 41,6Kg	26,6 kWh al día

En total, los kWh necesarios al día son de 1315,7 para toda la etapa de compresión.

Si lo dividimos entre 24, resulta que a la hora son necesarios 54,8 kWh.

A continuación, calculamos el coste eléctrico según la franja horaria:

Precio tarifa PVPC con discriminación horaria (2 periodos)		Coste de compresión
Hora	Precio	
00-01	0,05652 €/kWh	3,10
01-02	0,05246 €/kWh	2,87
02-03	0,05037 €/kWh	2,76
03-04	0,04922 €/kWh	2,70
04-05	0,04752 €/kWh	2,60
05-06	0,04985 €/kWh	2,73
06-07	0,05822 €/kWh	3,19
07-08	0,06041 €/kWh	3,31
08-09	0,06111 €/kWh	3,35
09-10	0,06053 €/kWh	3,32
10-11	0,05744 €/kWh	3,15
11-12	0,0558 €/kWh	3,06
12-13	0,05939 €/kWh	3,25
13-14	0,12568 €/kWh	6,89
14-15	0,12554 €/kWh	6,88
15-16	0,12595 €/kWh	6,90
16-17	0,12625 €/kWh	6,92
17-18	0,12541 €/kWh	6,87
18-19	0,12421 €/kWh	6,81
19-20	0,12642 €/kWh	6,93
20-21	0,12802 €/kWh	7,02
21-22	0,12908 €/kWh	7,07
22-23	0,12689 €/kWh	6,95

Precio tarifa PVPC con discriminación horaria (2 periodos)		Coste de compresión
Hora	Precio	
23-24	0,05652 €/kWh	3,10

En total el coste eléctrico diario es de 112 euros. El precio del kilogramo de hidrógeno que circula por la tubería de gas natural es de 2 euros normalmente. Por lo tanto, el costo de compresión por kg de hidrogeno es de 0,9 euros en este escenario.

Escenario 2: trabajo solo en las horas que la electricidad es barata.

En este escenario se separa solo durante ocho horas por la noche (24:00-8:00) para aprovechar la tarifa barata de luz. Como en este caso los 1315,7 kWh de compresión hay que generarlos en 8 horas, resulta que habría que producir 164,46 kWh por hora. Utilizando la tabla de la tarifa de la electricidad resulta:

Precio tarifa PVPC con discriminación horaria (2 periodos)		Coste de compresión
Hora	Precio	
00-01	0,05652 €/kWh	9,30
01-02	0,05246 €/kWh	8,63
02-03	0,05037 €/kWh	8,28
03-04	0,04922 €/kWh	8,09
04-05	0,04752 €/kWh	7,82
05-06	0,04985 €/kWh	8,20
06-07	0,05822 €/kWh	9,57
07-08	0,06041 €/kWh	9,94

El total en este caso es de 69,82 euros, casi la mitad que el escenario anterior; 0,55 euros por kg de hidrógeno.

7.7.2.2 Conclusiones del análisis

Estudiados los dos escenarios, queda claro que si los compresores funcionasen de noche se ahorraría casi la mitad de la factura de la luz, por lo que parece la mejor de las opciones. Esta es la alternativa que gustó más a la empresa y es la que se propone en este proyecto.

Pero de esta forma habría que sobredimensionar el sistema de almacenaje de hidrogeno para que tuviese la capacidad total de 125 kg de hidrogeno. Para que a la hora de la apertura de la estación hidrogenera se haya generado todo el hidrogeno necesario para la jornada. En la siguiente

tabla se muestran todos los depósitos con los que contaría la hidrogenera.

Presión de los tanques (bar)	Capacidad (kg)	Unidades
200	20	3
440	10	5
740	10	5

7.7.3 Enfriador

Por último, antes de que el gas pase al dispensador tiene que pasar por una etapa de enfriamiento. Como el gas está altamente presurizado, está caliente y por seguridad para evitar un sobrecalentamiento en el vehículo hay que enfriarlo. Para ello, se utiliza una unidad enfriadora de hidrogeno.



Ilustración 57 Enfriadora de hidrogeno. [Quantum Technologies 70 Mpa Hydrogen chiller. Modified BV Thermal Systems unit. 2019]

7.7.4 Dispensadores de hidrógeno.

Los dispensadores de hidrógeno permiten llenar los depósitos del coche de forma segura. Estos dispensadores trabajan a 440 bares aproximadamente. Pueden alcanzar caudales de entre 8 y 12 kg/ min de hidrógeno. Por lo que en menos de un minuto el coche tendrá en depósito lleno.

Puede tener uno o más de dos tomas dependiendo del caudal de hidrógeno suministrado

desde el depósito. En su interior cuenta con un filtro interno de hidrógeno para purificarlo.

Mediante un sofisticado sistema de control, mantiene los parámetros de presión temperatura en sus niveles óptimos pudiendo calentar la corriente si en la hidrogenera bajaran las temperaturas. Una pantalla LCD sirve de interfaz con el usuario.

En estos momentos la existen varios dispensadores comerciales, aunque todavía la tecnología está consolidándose. El dispensador Óptima de Kraus es el que mejores prestaciones garantiza. En la imagen podemos ver todos los componentes del dispensador.



Ilustración 58 Dispensador de hidrógeno. [Kraus 2018]



ISO 19880-1 Chapter 7, Hydrogen Fueling Diagram ©

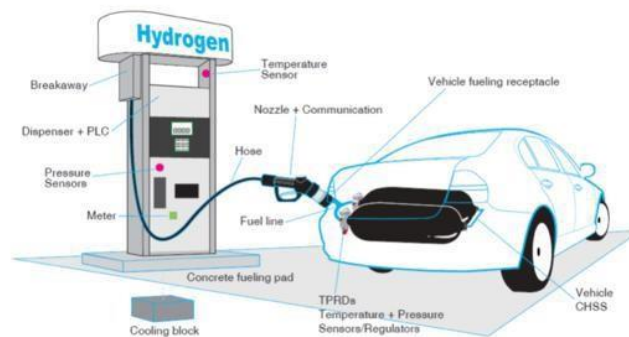


Ilustración 59 Sistema de repostaje de hidrógeno. [Kraus 2018]

Estos equipos tienen en la actualidad un consumo medio de 0,2kWh/kg de H₂, es decir un total de 0,2*24=4,8 kWh por cada Kg de H₂ suministrado.



*Ilustración 60 Manguera de hidrogeno.
[Kraus 2018]*

7.8 Sistema de reinyección.

Una vez el hidrógeno se ha separado del gas natural, este último es reinyectado de nuevo en la red. Debido a que se origina una pérdida de carga en el separador el gas natural, a la salida estará a menos presión de la que tenía en la red. Por lo tanto, es necesario comprimir el gas natural hasta 5 bares antes de reinjectarlo de nuevo en la red.

Para ello se utilizará un compresor de las siguientes características.

Potencia: 200 kW

Presión de salida: 5 bares.

Flujo: $0 < 800 < 1700 \text{ Nm}^3/\text{h}$.

Por lo tanto, son necesarios dos compresores de este tipo para comprimir la corriente de gas natural de 2563 metros cúbicos a la hora que habíamos calculado anteriormente.



Ilustración 61 Compresor de gas natural a 5 bares. [Beal Compresors 2019]

Después del compresor se derivará una tubería hacia la tubería principal subterránea.

Antes de reinyectarse el gas natural pasará por un filtro de partículas, un sistema de medición de presión y un contador.

Este contador definirá la cantidad de hidrógeno que se ha purificado de la mezcla de gas natural, más las posibles pérdidas de gas natural en el sistema. Junto con el contador instalado en la derivación extractora en el inicio del sistema se definirá la facturación de gas de la compañía distribuidora de gas.

El sistema de control de presión será idéntico al utilizado anteriormente, y el filtro y el contador se adaptarán al flujo de gas, en este caso menor.

8. Normativa Nacional Hidrogeneras

Una de las principales dificultades para la implantación de una hidrogenera en España reside en la legalización de la infraestructura, pues no existe un reglamento concreto respecto a este tema a nivel nacional. A continuación, se presentan una serie de normativas que serán necesarias cumplir para las instalaciones que se pretenden implantar como parte del proyecto:

8.1 Reglamentos nacionales:

Real decreto 314/2006

Se aprueba en Código Técnico de la Edificación, por el que se regulan las exigencias básicas de calidad que deben cumplir los edificios y sus instalaciones para cumplir los requerimientos de su habitabilidad y seguridad en desarrollo a lo previsto en la disposición de la Ley 38/1999, de Ordenación de la Edificación.

Real decreto 379/2001

Se aprueba el almacenamiento de productos químicos y sus instrucciones técnicas complementarias, dentro de las que se encuentra una de especial importancia para el proyecto descrito. Se trata de la instrucción técnica complementaria ITC MIE APQ 5 “Almacenamiento y utilización de botellas y botellones de gases comprimidos, licuados y disueltos a presión.

En función de la cantidad y categoría del producto, se definen los quipos contra incendios necesarios, las distancias de seguridad obligatorias entre estas zonas de almacenamiento y otros agentes de exposición como las vías públicas.

El hidrógeno se encuentra categorizado como sustancia inflamable.

En concreto, si la instalación se sitúa en una zona abierta se ha de cumplir las siguientes distancias de seguridad: 10 metros de la vía pública 15 metros de edificios habitados, 6 metros de zonas de almacenamiento y 15 metros de zonas donde se efectúen tareas clasificadas con riesgo de incendio o explosión.

Real decreto 2267/2004

Se aprueba el Reglamento de seguridad contra incendio en establecimientos industriales. Establece y define los requisitos a satisfacer y condiciones a cumplir por las instalaciones de tipo industrial para prevenir la aparición de incendios y en caso de llegar a producirse, dar una adecuada respuesta limitando así su capacidad de propagación.

Real decreto 919/2006

Se aprueba el reglamento técnico de distribución y utilización de combustibles gaseosos y sus instrucciones técnicas complementarias. Se enmarca en los ámbitos establecidos por la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos, y por la Ley 21/1992, de 16 de julio, de industria, tiene por objeto establecer las condiciones técnicas y garantías que deben reunir las instalaciones de distribución y utilización de combustibles gaseosos y aparatos de gas.

8.2 Normativas y especificaciones ISO.

Las normas aplicables por parte de la Organización Internacional de Normalización se presentan a continuación:

ISO 11114-4.

Botellas de gas transportables. Compatibilidad de los materiales de la válvula de la botella con el gas contenido. Parte 4: métodos de ensayo para seleccionar materiales metálicos resistentes a la fragilización por hidrógeno.

Se especifican concretamente los métodos de ensayo para la fabricación de los dispositivos de almacenamiento de hasta 3000 litros. Sólo es aplicable a botellas de gas de acero sin soldadura.

ISO 13984:1999.

Hidrógeno líquido. Interfaz de repostado de vehículos terrestres. Se aplica al diseño de los sistemas de dispensado del hidrógeno líquido y especifica las condiciones del combustible para evitar los riesgos de incendio o explosión en el procedimiento de repostado.

ISO 17268:2006.

Dispositivos de conexión de repostado de vehículos de hidrógeno comprimido. Se aplica a los recipientes y boquillas que evitan que los vehículos sean repostados a una presión de trabajo superior a la que permite el tanque del vehículo.

ISO 20100:2008.

Hidrógeno gas. Estaciones de servicio. Define los requisitos que ha de satisfacer las estaciones de hidrógeno gas al aire libre. Incluye diversos capítulos que hacen referencia al dispensado del hidrógeno a presión. Además, incluye un apartado en el que aborda el tema de la generación in situ del hidrógeno, haciendo hincapié en las condiciones que han de cumplir los equipos electrolizadores.

ISO 22734 1:2008.

Generadores de hidrógeno mediante proceso de electrólisis del agua. Aplicaciones industriales y comerciales. Define los requisitos de los equipos en los que se producen las reacciones electroquímicas para producir el hidrógeno a partir del agua.

8.3 Protocolos de repostaje SAE.

La asociación de ingenieros de automoción (Society of Automotive Engineers) (SAE) publicó en 2014 los protocolos SAE J2601 y SAE J2601-2. El primero hace referencia a vehículos ligeros con tanques de capacidad menor a 10 kg mientras que el segundo protocolo está destinado a vehículos pesados de mayor tamaño con tanques de almacenamiento de capacidad superior a los 10 kg [JAME15].

En ellos se recogen información muy a tener en cuenta en el proceso de repostaje, tal como, temperatura, tiempos, tipo de dispensadores, etc. En el caso del repostaje de autobuses, se sigue el segundo protocolo que establece:

- En primer lugar, define tres posibles situaciones de dispensado del hidrógeno en función de la velocidad del proceso y el caudal de hidrógeno. [REPO16] De forma que se distinguen las tres opciones de la tabla 7:

Category	Application	Connection Standard	Fueling Rate
Fast Fueling - Option A	Fast fill - only allowed for heavy duty vehicles	ISO 27268:2012	≤ 120 g/s (7.2 kg/min)
Normal Fueling - Option B	Normal rate - same rate as light duty vehicle fueling	ISO 27268:2012 or SAE J2600	≤ 60 g/s (3.6 kg/min)
Slow Fueling - Option C	Time fill	ISO 27268:2012 or SAE J2600	≤ 30 g/s (1.8 kg/min)

Ilustración 62 Tipos de repostaje en una hidrogenera para vehículos pesados. [Fuente: Best practices in hydrogen fueling and maintenance facilities. Consultant Report. 2018]

- El dispensador instalado en la hidrogenera ha de garantizar que el tanque del vehículo se mantiene en todo momento a una temperatura inferior a los 85 °C.

- Se recoge también como elemento opcional la integración de un equipo de monitorización que permita la constante comunicación del vehículo con el dispensador durante el proceso. En este caso debido al excesivo coste que puede suponer no es obligatorio.

8.4 Formación de las personas implicadas.

Resulta fundamental como parte del proyecto la formación de las personas que se impliquen de forma directa en cualquiera de las fases del desarrollo de esta nueva tecnología. Para ello es necesario que se sometan a un exhaustivo periodo de formación para que estén preparados ante cualquier incidencia que puede aparecer. En concreto las personas que se nombran a continuación:

- Los conductores de los autobuses, pues son los primeros responsables de los autobuses en los tránsitos de servicios públicos. Éstos han de tener el conocimiento total de todas las características de los vehículos. Su entrenamiento ha de incluir la identificación de situaciones de emergencia y saber mantener la calma y la seguridad de los pasajeros en dichas situaciones.

- Los técnicos de mantenimiento de los autobuses. Aunque los autobuses de pila de combustible tienen numerosos elementos comunes a los de otro tipo, necesitan una formación adicional sobre los diferentes sistemas relacionados con la tecnología de pila de combustible, para mantener los vehículos en las condiciones necesarias para asegurar su correcto funcionamiento y garantizar de esta forma un incremento de su vida útil.

- El personal encargado del repostaje en la hidrogenera. Este resulta ser un puesto de vital importancia y la recomendación común a todas las estaciones que operan en la actualidad es que esta persona conozca a la perfección las diferencias entre un repostaje convencional y un repostaje con hidrógeno, por tanto, han de ser personas con una experiencia previa en repostajes de combustible.

- Personal de mantenimiento de la hidrogenera. También necesitan de una etapa de formación para asegurar que todos los equipos implicados operan con normalidad a lo largo del año.

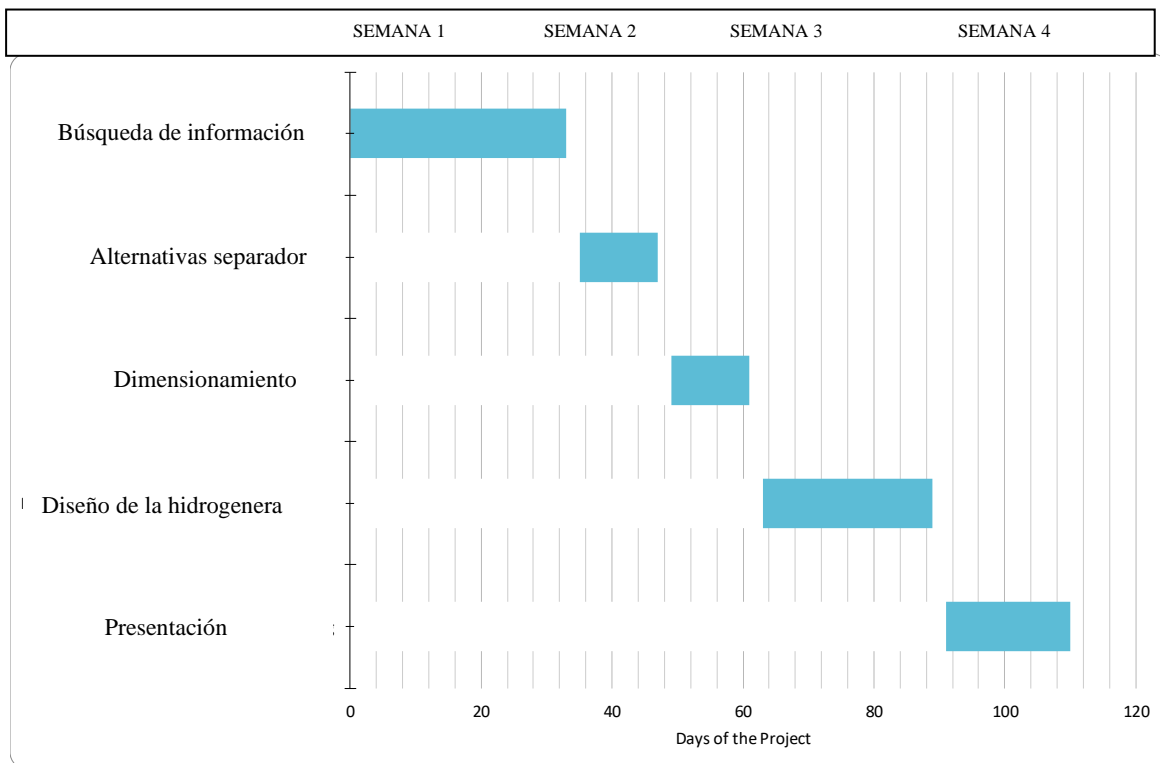
- Personal de emergencia. Los bomberos, equipos sanitarios y policía han de tener también unas nociones mínimas de la importancia de la seguridad de los procesos y comprender las operaciones que se llevan a cabo en la hidrogenera.

9 Gantt

GANTT (Generalized Activity Normalization Time Table). Este diagrama nos da información del tiempo gastado en cada una de las fases del proyecto.

GANTT

TAREA	INICIO	FIN	DÍA INICIO	DURACIÓN (DÍAS)
Búsqueda de información.	2/10	3/13	0	33
Análisis de alternativas de separadores.	3/16	3/27	35	12
Dimensionamiento del proceso.	3/30	4/10	49	12
Diseño de la hidrogenera.	4/13	5/8	63	26
Presentación a Nortegas.	5/11	5/29	91	19



10 Presupuesto

En este capítulo, se realiza una estimación del presupuesto necesario para la realización de este proyecto. Las horas internas, los equipos utilizados en el aula Nortegas y el resto de los materiales necesarios.

10.1 Horas internas

	Número de horas	Costo por hora (€)	Total (€)
Estudiante	205	18	3690
Profesor	20	35	700
		Total	4390

10.2 Aula Nortegas

	Unidades	Costo por unidad (€)	Total (€)
Consumibles oficina	1	10	10
		Total	10

Equipos	Unidades	Precio (€)	Vida útil (años)	Uso (años)	Total (€)
Ordenador	1	600	5	0,5	60

10.3 Coste total

	Costo (€)
Costes internos	4390
Aula Nortegas	10
Equipos	60
Total	4460

11 Planos.

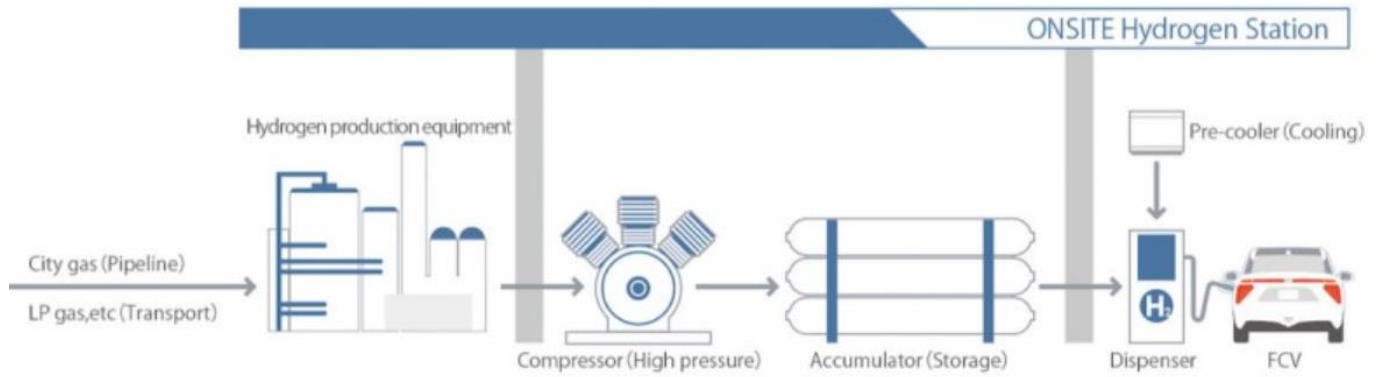


Ilustración 63 Esquema de la hidrogenera.

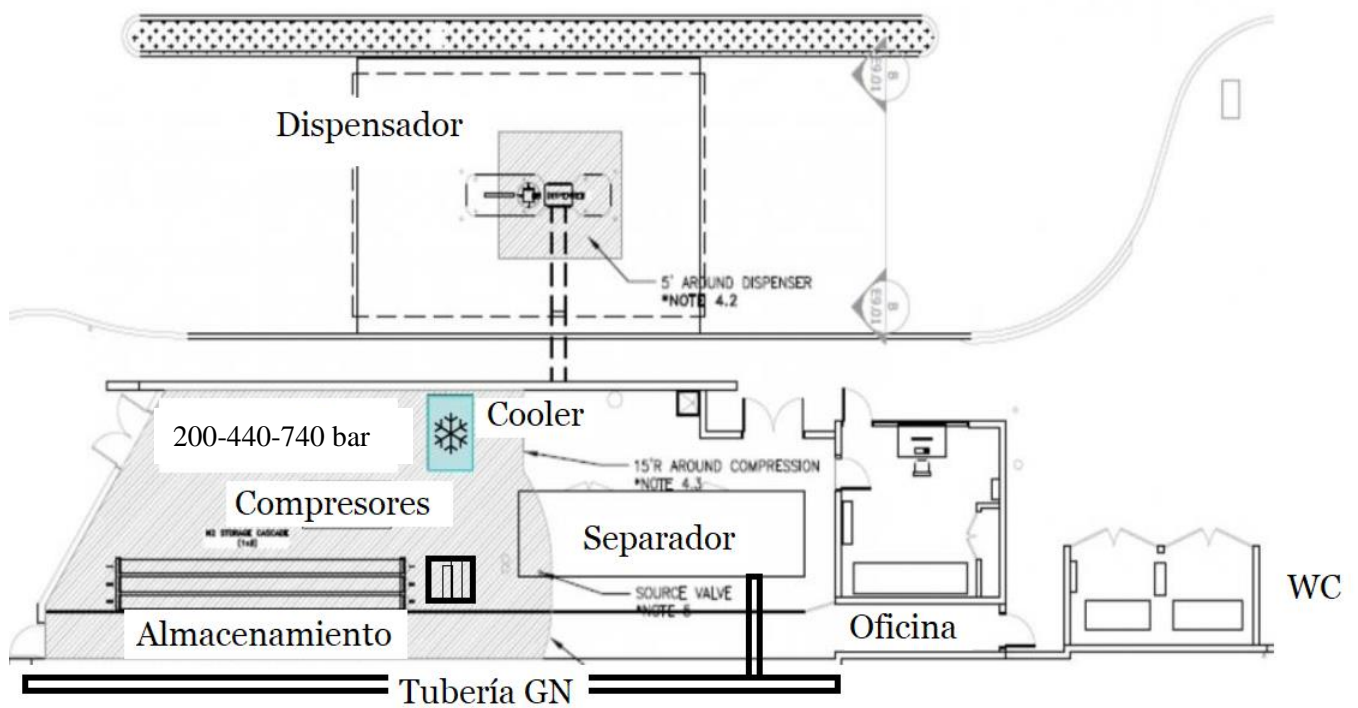


Ilustración 64 Plano de la hidrogenera.

12 Conclusiones

Una vez finalizado el proyecto, queda de manifiesto la utilidad de usar la red de distribución de gas natural para transportar y almacenar hidrogeno. Mediante este sistema se evita usar transporte pesado para llevar el hidrogeno y a su vez tener que almacenarlo en botellas hasta su uso. Gracias a proyectos como este, el hidrogeno servirá como vector energético en el futuro, suplantando a otros combustibles fósiles usados en la actualidad mejorando así, el medio ambiente.

Pero el objetivo de conseguir una calidad ambiental óptima solamente será posible alcanzarlo si el hidrógeno se produce de forma limpia, pues si la producción de hidrógeno conlleva el empleo de combustibles fósiles no se estaría solucionando en absoluto el problema energético.

Este proyecto pretende ser un ejemplo inicial pero no hay duda de que queda un largo camino por recorrer y en el que tendrán mucho que ver factores como el desarrollo científico, la difusión en los mercados la aceptación de la sociedad y el apoyo e implicación de los gobiernos para conseguir mejorar no sólo nuestra calidad de vida sino también la de las futuras generaciones.

13 Recomendaciones para futuros estudios.

El uso de coches de pila de hidrógeno en el transporte tiene numerosas ventajas como la desaparición total de cualquier tipo de emisiones de gases nocivos a la atmosfera. Pero la relación de estos vehículos con sus respectivas estaciones de repostaje es una tarea compleja.

Existen diversas posibilidades de conceptos, configuraciones de infraestructuras, soluciones técnicas, y modelos de negocio. Como hemos visto existen múltiples tecnologías disponibles para la separación del hidrogeno. Se trata de un proyecto complejo que ha de llevarse a cabo en numerosas fases en un proceso que ha de ser de alguna forma iterativo pues todas las conclusiones y lecciones que van saliendo a la luz a medida que avanza el proyecto han de integrarse en las etapas anteriores.

En cualquier caso, en una primera fase lo que resulta imprescindible es tener claramente identificado el objetivo que se desea alcanzar. A partir de ahí será mucho más sencillo identificar las necesidades y limitaciones que supone el reto. Pero para que se consiga alcanzar este objetivo resulta imprescindible analizar los diferentes proyectos con hidrogeneras pequeñas que se están llevando a cabo en numerosas ciudades de todos los continentes y llegar a conclusiones comunes en cuando a cuál es la mejor metodología.

Por otro lado, los proveedores de los equipos han de estar también directamente involucrados en el proceso, pues son ellos los que tienen un mayor conocimiento de todos los costes que cualquiera de estas instalaciones requieren y que juegan un papel fundamental en la viabilidad económica. La flexibilidad ha de formar parte inherente de este tipo de proyectos si se quiere garantizar una solución efectiva, pero a la vez asequible en términos económicos para que puedan salir adelante más proyectos en futuro próximo.

A continuación, se presenta una lista de aspectos a tener en cuenta para futuros estudios relacionados con la operatividad de pequeñas estaciones de hidrogeno como la estudiada:

En cuanto a la demanda de hidrógeno:

- Tipo de vehiculos y condiciones de presión del tanque de almacenamiento.

- Número total de vehículos.
- Régimen de repostaje: número y duración para cada vehículo.
- En caso de producir hidrógeno para otras aplicaciones industriales o flotas de autobuses o camiones.
 - Aspectos medioambientales.
 - Generación eléctrica mediante energías renovables para los compresores y el separador.
 - Coste de cada kg de hidrógeno producido y posteriormente dispensado para el repostaje.
 - Limitaciones de la producción in situ del hidrógeno
 - Estudio de posibilidad de transporte de hidrógeno desde otras instalaciones.

En cuanto al emplazamiento:

- Espacio disponible
- Carreteras y facilidades de acceso.
- Impacto visual y ambiental de las instalaciones en caso de ser necesario pedir permisos.
- Limitaciones de ruido procedente de los equipos en caso de tener zonas residenciales cercanas.
- Preferencias en cuanto al emplazamiento de los equipos: al aire libre o en interior de contenedores.

En cuanto a términos jurídicos.

- Cumplimiento de las normativas nacionales e internacionales ISO, SAE.
- Tener muy en cuentas las medidas de seguridad para cumplir con las normativas mencionadas anteriormente.

Modelo de negocio.

- Papeles que desempeñar y responsabilidades de cada una de las empresas de fabricantes de equipos involucrados en el proyecto.
 - Participación de empresas privadas o fondos públicos para cooperar en la construcción y operación de la red de infraestructuras.
 - Posibilidades de expansión ante incrementos de demanda o nuevas aplicaciones del hidrógeno para diferentes actividades.
 - Plazos de instalación, ejecución, operación y mantenimiento
 - Financiación

Bibliografía.

Air Liquid, 2018.

Altfeld, K. and Pinchbeck D.: "Admissible hydrogen concentrations in natural gas systems ", gas for energy, No. 3, pp. 36-47 (GERG study), 2013.

Ariema, 2019.

Brian Mok. "Hydrogen Fuel cell vehicles". Stanford University. 2017.

CHIC (Clean Hydrogen in European Cities) "Stuttgart and the SSB". 2015.

Energy.gov. Office of Energy Efficiency and Renewable Energy. Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office Accomplishments and Progress. 2019.

EU Mandate M/400 to CEN "Gas quality" (SA/CEN/08/06.002), 2016.

European Power To Gas. European Commission, 2018.

Faber Italy cilindres, 2019.

G. Parks, R. Boyd, J. Cornish, and R. Remick, "Hydrogen Station Compression, Storage, and Dispensing Technical Status and Costs: Systems Integration," no. May 2014.

Gas Infrastructure Europe, 2019.

Grasys, 2019.

Hidrogena Expo Zaragoza. Fundación para el desarrollo de nuevas tecnologías del hidrogeno en Aragón, Pablo Marcuello Fernandez. Leire Romero Elu. 2013.

Jemina Owen Jones "Aberdeen's second H2 refuelling station is now operational". Gasworld. 2017.

Kesting, R. E.; Fritzsche, A. K., "Polymeric Gas Separation Membranes". John Wiley and Sons, Inc. ed.; New York, 1993.

National Institute of Standards and Technology, 2019.

Oferta de compresores PDC Machines, recuperado de <http://www.ariema.com/productos/PDC%20Machines-ARIEMA1.pdf>

Oferta de compresores PDC Machines, recuperado de <http://www.ariema.com/productos/PDC%20Machines-ARIEMA1.pdf>

Oferta de compresores Toyokoatsu, recuperado de <http://www.toyokoatsu.co.jp/>

PDC Machines compresores tipo diafragma metálico, recuperado de <http://www.pdcmachines.com/diaphragm-compressors/>

Perry, J. D.; Nagai, K.; Koros, W. J., "Polymer membranes for hydrogen separations". *Mrs Bulletin* 31, 2006.

Rafael Moliner (Instituto de carboquímica) "*Producción y almacenamiento de hidrógeno*" 2009.

Victor Wilches "Cambio climático y cenit del petróleo. Caminando hacia el colapso". 2012.

Will James "An introduction to SAE Hydrogen Fueling Standardization". U.S Department of Energy. Fuel Cell technology Office. June 2015.

Zimmerman, C. M. "Advanced gas separation membrane materials: Hyper rigid polymers and molecular sieve-polymer mixed matrixes. PhD dissertation". The University of Texas, Austin, 1998.

ANEXO 1

PLIEGOS DE CONDICIONES TÉCNICAS.

Estación de suministro de hidrógeno para vehículos de pila de combustible.

CAPÍTULO I.- OBJETIVO DEL PLIEGO.

BASE 1a.- El objetivo de este documento es establecer las condiciones técnicas mínimas que ha de cumplir la instalación de los equipos que conforman la hidrogenera para la producción y suministro del hidrógeno, especificando requisitos de duración, fiabilidad, mantenimiento y seguridad.

El ámbito de aplicación del presente documento se extiende a los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que constituyen la instalación.

En determinados casos especiales se podrán adoptar soluciones diferentes a las exigidas, siempre que su necesidad se justifique de manera adecuada y no suponga una limitación a las exigencias del protocolo y condiciones exigidas:

BASE 2a.- Los servicios obligatorios a realizar por el contratista son:

- a) Facilitar la documentación y características de la instalación. Certificados de instalación y documentos de los equipos necesarios para legalizar la instalación.
- b) Introducir las modificaciones técnicas necesarias en función de la normativa vigente en cada momento.
- c) Asegurar la producción de la cantidad de hidrógeno mínima exigida cada día para garantizar el servicio ininterrumpido de los servicios de transporte de la isla.
- d) Facilitar la información necesaria para los trabajos de mantenimiento preventivo y correctivo, recogidos en los respectivos manuales de operación de cada uno de los equipos.
- e) Realizar todos las pruebas y mantenimiento necesarios de los equipos, aportando para ello todas las herramientas necesarias:
 - a. Separador
 - b. Compresores
 - c. Conexionado
 - d. Válvulas y tuberías
 - e. Tanques de almacenamiento
 - f. Conexiones a tierra
 - g. Sistema eléctrico y de control
 - h. Dispensador
 - i. Dispositivos de seguridad.
- f) Supervisar las actividades de cualquier subcontratista

CAPÍTULO II. ENSAYOS Y ANÁLISIS.

BASE 3a.- Se deberán de llevar a cabo ensayos del proceso de repostaje, así como cuantos análisis se requieran para garantizar las óptimas condiciones de pureza del hidrógeno suministrado, para ello se proveerá al personal de los equipos y reactivos necesarios.

BASE 4a.- Se deberá controlar la temperatura de los equipos en todo momento, especialmente el dispensador, como último equipo que interviene en el proceso de repostaje, para ello se instalarán medidores y sensores de temperatura en los equipos.

BASE 5a.- El contratista podrá añadir instalaciones temporales con el objetivo de llevar a cabo experimento para ensayar posibles mejoras que se puedan implantar en el sistema para optimizar el rendimiento y la eficiencia de la producción del hidrógeno.

CAPÍTULO III. PERSONAL.

BASE 6a.- El contratista deberá disponer del personal con la formación necesaria para responder de forma eficaz a cualquier tipo de incidencia en el sistema con la mayor brevedad posible.

BASE 7a.- La formación del personal deberá de incluir la operación y mantenimiento de la instalación, manejo de los programas de control, conocimiento de las condiciones y repostaje de cada vehículo y protocolos de emergencia.

Al frente del personal se encontrará un titulado superior especializado en el tratamiento y producción del hidrógeno.

El personal estará distribuido en turnos de trabajo de forma que se cubran todos los días en los que se planifiquen los repostajes de los vehículos.

CAPÍTULO IV. MATERIALES.

Todos los componentes de los equipos expuestos a gas hidrógeno como tuberías, válvulas, depósitos, etc, deberán estar fabricados de materiales compatibles capaces de resistir grandes presiones.

CAPÍTULO V. PARADAS Y AVERÍAS.

El contratista deberá incorporar un sistema de respaldo para situaciones de averías que impidan el correcto funcionamiento de la instalación principal.

Dicho sistema de respaldo tendrá que contar con un medidor de la cantidad de hidrógeno disponible para garantizar el adecuado suministro, así como un medidor del flujo a la salida y entrada de la instalación.

Se realizará una inspección anual del mantenimiento de las instalaciones y un informe en el que se recojan todos los resultados e incidencias ocurridas durante este periodo.

CAPÍTULO VI. MEJORAS Y AMPLIACIÓN.

El contratista podrá proponer mejoras o ampliación de los equipos para ajustarse a la demanda de vehículos en cada momento.

Debido a la constante evolución que se presenta en el sector del hidrógeno, se estudiarán propuestas que contemplen el reemplazamiento de los equipos que queden obsoletos o la sustitución de aquellos que demanden mayor capacidad.

ANEXO 2



Grasys, JSC

2nd Yuzhnoportovy Proezd 16,
Bdg. 1, 115088
Tel./fax: +7 (495) 777-77-34

e-mail: info@grasys.com

FORMULARIO PEDIDO PARA ESTACION DE HIDRÓGENO

Proyecto: Diseño de un sistema de separación de hidrógeno de mezclas hidrógeno y gas natural que circulan por la red de distribución de gas natural

Para que nuestros especialistas puedan hacerle una optima propuesta, favor llene con detalle el siguiente formulario.

Nombre de la compania y direccion	Nombre y apellido, posicion	Telefono, fax, e-mail
Universidad del Pais Vasco, aula Naturgas. Plaza Ingeniero Torres Quevedo, 1. 48013 - Bilbao		

1. Nombre y objetivo del proyecto

Diseño de un sistema de separación de hidrógeno de mezclas hidrógeno y gas natural que circulan por la red de distribución de gas natural.

El objetivo del proyecto es separar el hidrógeno de una corriente de gas natural a temperatura ambiente, mediante un separador con membrana polimérica o PSA. El hidrógeno generado se usará para abastecer coches con tecnología de pila de hidrógeno, el gas desechado se reinyectará.

Nombre del Contratante (Cliente),
Nombre de la organización, empresa,
etc

1.2. Lugar de instalacion de la planta (posicion geografica), pueblo, etc	Pais Vasco
1.3. Representante legal de la empresa, telefono, e-mail.	
1.4. Nombre de asesor tecnico, instituto de investigacion, empresa de ingenieria.	
1.5. Representante del asesor,es tecnico, telefono, e-mail	
1.6. Estado actual del proyecto	Estudio tecnico-economico,
1.7. Plazo de ejecucion	Septiembre 2018

2. Informacion General	
2.1. Fuente del gas	Gas Natural
2.2. Objeto de tratamiento del gas	Separar el hidrógeno
2.3. Como se trata actualmente el gas (tipo de equipos)	
3. Analisis del gas a tratarse	
Parametro*, unidad de medida	Valor

3.1. Volumen de gas crudo, m ³ /h (bajo T=20°C, P=760 mm Hg.) o en otras unidades, especifique	(T=___20°C___, P=___5 bar___)
3.2. Presion del gas, (MPa, Kg/cm ² , bar, psi, etc - indicar) Indicar presion absoluta o sobrepresion	4 (3-5) bar Absoluta
3.3. Temperatura del gas, °C	15-20 ° C
3.4. Presencia de humedad (agua/hidrocarburo), gr/m ³ ,(bajo presion de trabajo)	No hay
3.5. Presencia de particulas solidas, gr/m ³ ,(bajo presion de trabajo)	No hay
<i>*En el punto. 3.1 ÷ 3.5 de ser necesario indicar los posibles diapasones de cambios</i>	
3.6. Composicion del gas, <input type="checkbox"/> % masa. o <input type="checkbox"/> % mol. (con los posibles diapasones de variacion) Los vapores se pueden indicar en gr/m ³ (bajo T= 20°C, 760 mm Hg.) o ppm (masa/volumetrica - indicar)	
3.6.1. Sulfuro de hidrógeno (H ₂ S)	-
3.6.2. Mercaptanos (RSH)	-
3.6.3. Hidrógeno (H ₂)	5-10 %
3.6.4. Helio (He)	-
3.6.5. Bioxido de carbono (CO ₂)	0%
3.6.6. Monoxido de carbono (CO)	-
3.6.7. Nitrogeno (N ₂)	0.24%
3.6.8. Oxigeno (O ₂)	-

3.6.9. Metano (CH ₄)	91.23 %
3.6.10. Etano (C ₂ H ₆)	7.50%
3.6.11. Propano (C ₃ H ₈)	0.74%
3.6.12. Isobutano	0.10%
3.6.13. n-butano	0.11%
3.6.14. Isopentano	0.01%
3.6.15. n-Pentano	0.01%
3.6.16. Hexano	-
3.6.17. Heptano	-
3.6.18. Octanos y superiores	-
3.6.19. Bencol	-
3.6.20. Toliol	-
3.6.21. Metanol	-
3.6.22. Agua	-
3.6.23. Otros componentes (se indican los que sobrepasan 1 ppm)	-
3.7. Existencia de equipos de tratamiento del gas, separadores, filtros, etc, características	No, proviene de la red.
4. Requerimientos del gas tratado	

4.1. Consumo, m ³ /h, (bajo T=20°C, P=760mm Hg) Vol. de trabajo Vol. minimo Vol. Maximo	233 NM3hora de hydrogen produced
4.2. Tiempo de cambio del regimen de consumo min. al max. o al revers, h/min/seg.	
4.3. Presion, (MPa, Kg/cm ² , bar, etc. - indicar), diapason o variacion permitida Indicar bajo que presion	<input type="checkbox"/> absoluta <input type="checkbox"/> sobrepresion
4.4. Temperatura, °C diapason o variacion permitida	
4.5. Exigencias para el gas tratado, contenido maximo de elementos concretos, contenido de componentes absolutos	
4.6. Volumen requerido de salida del gas tratado, %	
4.7. Posible utilizacion de los gases de desecho (reinyeccion, gas combustible, otros usos, refinacion, etc.).	Reinyección total
4.8. Denominacion del equipo que utilizara el gas tratado, tipo, marca.	Pilas de combustible para coches
5. Ejecucion y condiciones de trabajo	
5.1. Temperatura en el lugar de montaje de la planta, °C (requerimiento climatico)	Temperatura ambiente 15-20 °C (Bilbao, Vizcaya Spain)
5.2. Sismica, grados	No
5.3. Altura sobre el nivel del mar, m	50 m

5.4. Lugar de instalacion (del Cliente / Contenedor)	Área abierta
5.5. Tiempo de trabajo durante el año, dias	365 días
6. Requerimientos adicionales / especificaciones	
6.1.	
6.2.	
6.3.	
6.4.	

Diaphragm Compressors

Designed and Constructed for High Reliability and Low Maintenance



An ISO 9001:2015 certified company.

We perform
under pressure.

Providing World-Class Diaphragm Compressors

This is accomplished through a unique combination of:



In-House Engineering and Design

PDC's engineers utilize the latest engineering software and our own customized software packages to shorten the delivery cycle and increase productivity. We design our compressor systems to comply with local and international codes and standards.



Modern Manufacturing Facility

PDC is committed to continuously improving its manufacturing process, utilizing the latest lean manufacturing techniques to streamline our operations, keep costs down, and decrease lead times. We utilize fifteen computerized, numerically controlled machining centers to easily perform the most complicated machining operations.



Stringent Quality Control

To ensure our products exceed our customer's expectations, PDC is 9001:2015 ISO certified and adheres to a strict Quality Assurance/Quality Control program at each stage of the manufacturing process.

PDC Machines has been manufacturing diaphragm compressors since 1977. Today PDC is a 2nd generation family-owned and operated business that is rooted in innovation, business discipline and fair pricing with a deep commitment to our employees, clients, and the communities we serve. We have earned a reputation for delivering the highest quality compressors quickly at the lowest cost possible.

Model selection Guide

PDC-4-800(100%)-3000(100%)

PDC = Manufacturer

4 = Compressor Series, (-3, -4, -13, -P)

800 = 1st head discharge pressure rating, (psig)*

(100%) = 1st head loading factor, (35 to 150%)**

3000 = 2nd head discharge pressure rating, (psig)*

(100%) = 2nd head loading factor, (35 to 150%)**

* If head pressure rating are equal, compressor is a singlestage/duplex

** Loading factor does not have to be identical for both heads



Integrated Assembly and Testing

A majority of our components are sourced within PDC, providing complete control over manufacturing, quality and delivery schedule, bringing ultimate value to our clients

Serving Many Industries

PDC Machines state-of-the-art diaphragm compressors are the preferred choice for any application where high purity and leak-tight compression are required. Our compressors are found in virtually every industry worldwide.

These include:

- General industrial
- Specialty gas
- Industrial gas
- Alternative energy
- Bio gas
- Power
- Chemical processing
- Petrochemical
- Oil and gas refining
- Universities and research
- Government
- Pharmaceutical
- Food & beverage
- Semi conductor industry



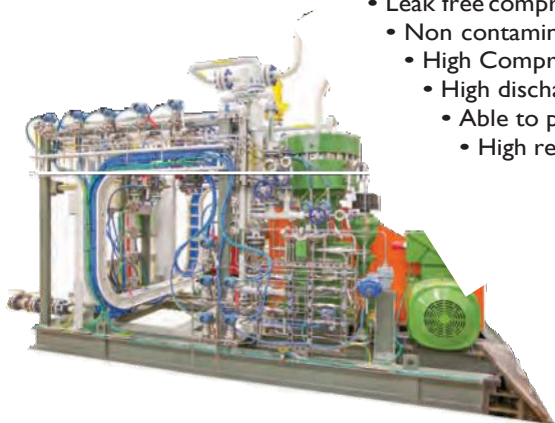
Typical applications

Include any gas which may be hazardous, toxic, carcinogenic, explosive, environmentally damaging, pyrophoric, corrosive, rare or of high purity. Examples include Ar, CH₂, CO₂, CO, He, H₂, H₂S, Kr, NO, O₂, N₂, NF₃, PH₃, SiH₄ and Xe.



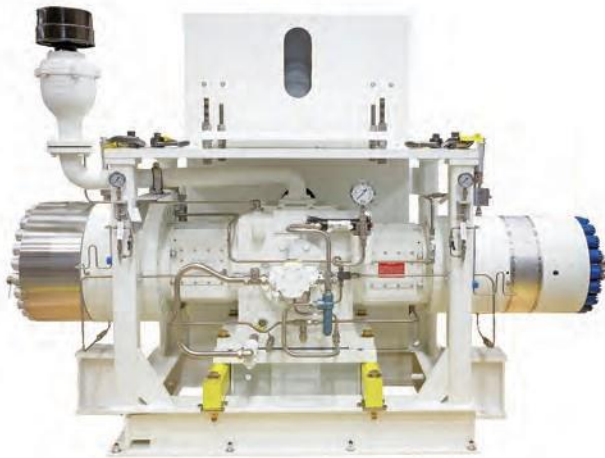
Triple Metal Diaphragm benefits

- Leak free compression
- Non contaminating
- High Compression ratios
- High discharge pressures
- Able to process corrosives gases
- High reliability





PDC Machines has long been a proponent of hydrogen as an energy carrier. Over the years we have partnered with gas producers, technology companies, research companies and component suppliers to create practical and commercial world-wide acceptance of this concept. PDC specializes in providing complete hydrogen compression solutions in hydrogen energy installations for fuel cell vehicles, buses and material handling vehicles. We offer an extensive line of standard compressors and turn-key designed compression systems to meet an array of applications ranging from single sites to full-scale commercial stations.



Vehicle Fueling:

A wide variety of models are available that can meet discharge pressures ranging from 3,500 psig to 15,000 psig (241 barg to 1,034 barg) and flow rates ranging from 5 kg/day to 2,500 kg/day and beyond.



Bus, Medium and Heavy Duty Truck Fueling:

Compressors are available that can meet discharge pressures up to 15,000 psig (1,034 barg) and flow rates beyond 2,500 kg/day.



Material Handling Vehicles:

PDC Machines compressors have been integrated into distribution infrastructures for fuel cell material handling equipment. Models are available to boost pressures to 7,000 psig (482 barg) and beyond and flow rates from 5 kg/day to 2,500 kg/day.



Component and Systems Integration:

With decades of experience in high pressure hydrogen compression systems, integration and process knowledge PDC is the preferred source for component and system packaging in hydrogen fueling applications.

SimpleFuel Hydrogen generation and dispensing

A consortium team of technology innovators comprised of PDC Machines and IVYS Energy Solutions, which make up SimpleFuel™, developed a cost effective and reliable fueling solution in order to make hydrogen fuel more accessible to fuel cell vehicle customers in the automotive, fleet and industrial sectors.

SimpleFuel™ is designed as an all-in-one hydrogen generation, compression, storage and dispensing solution capable of delivering up to 10 kg/day of hydrogen to vehicles at pressures up to 700 barg (10,150 psig). 5 kg of hydrogen fuel is enough to fill one fuel cell electric vehicle (FCEV) for 300-360 miles.



simple.fuel.™
your on-site hydrogen fueling solution

3

Sais

Suction Pressure Range
Sub atmosphere and above

Discharge Pressure
Psig/Barg

Representative
Transfill Applications:
6,000/413

Representative
Industrial Applications:
6,500/482

Representative Hydrogen
Energy Applications:
14,500/1,000

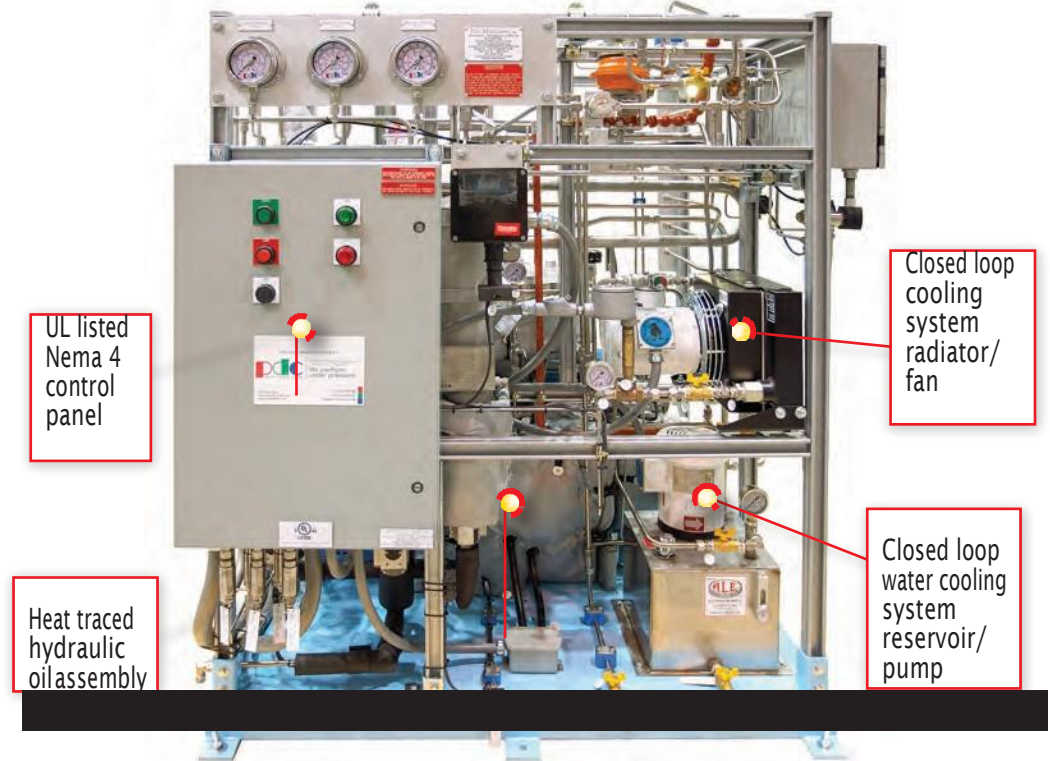
Flow Rate

Up to Scfm/ Nm3/hr:
30/48

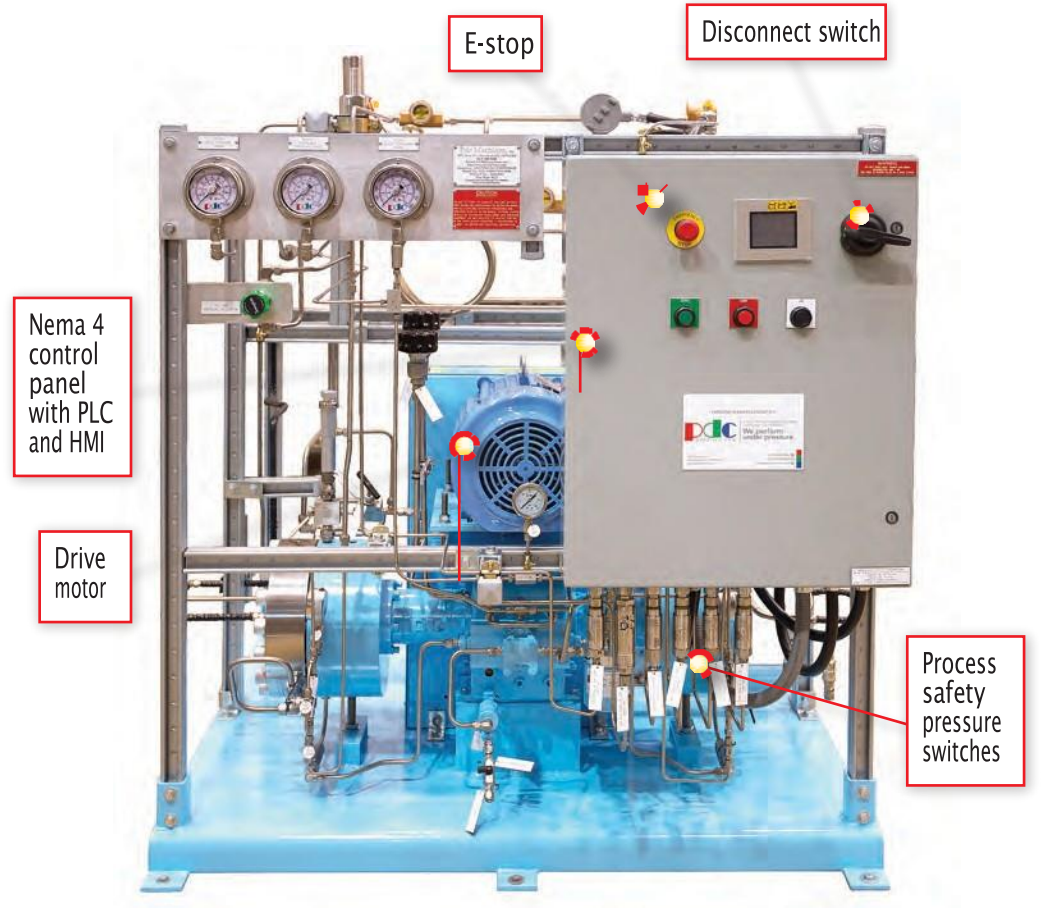
Horse Power

Up to Hp/kW:
15/10

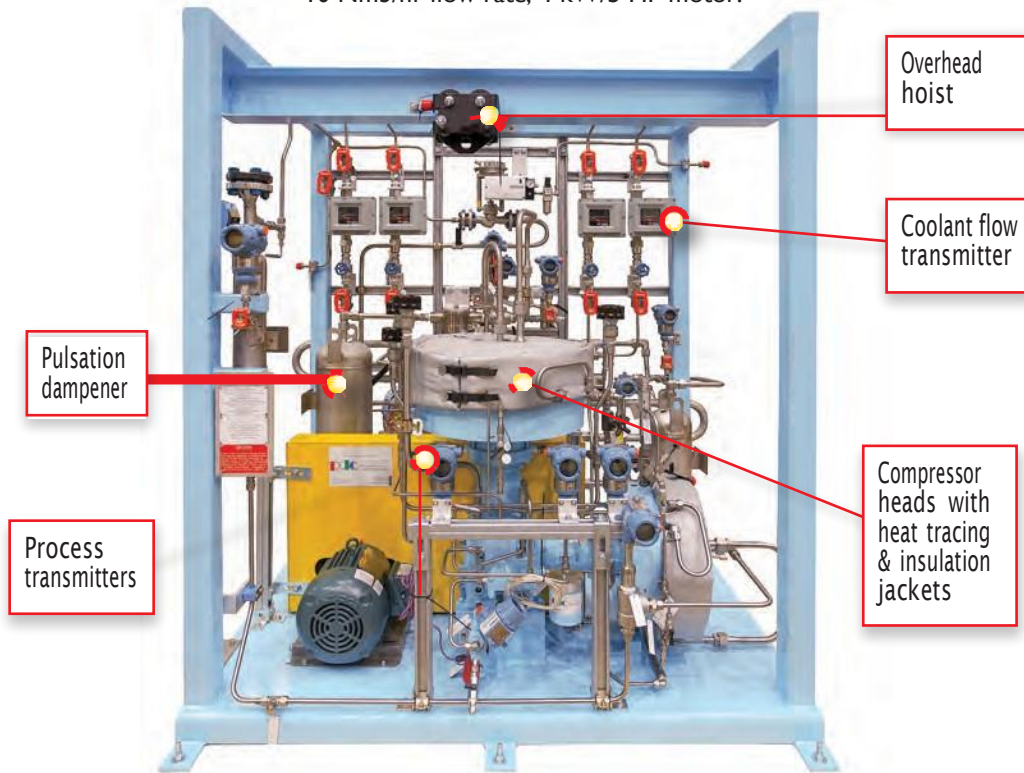
PDC-3-300-600 two-stage compressor, deuterium gas, Specialty Gas Industry, 30 barg/435 psig discharge pressure, 8 Nm3/hr flow rate, 7.5 kW/10 HP motor.



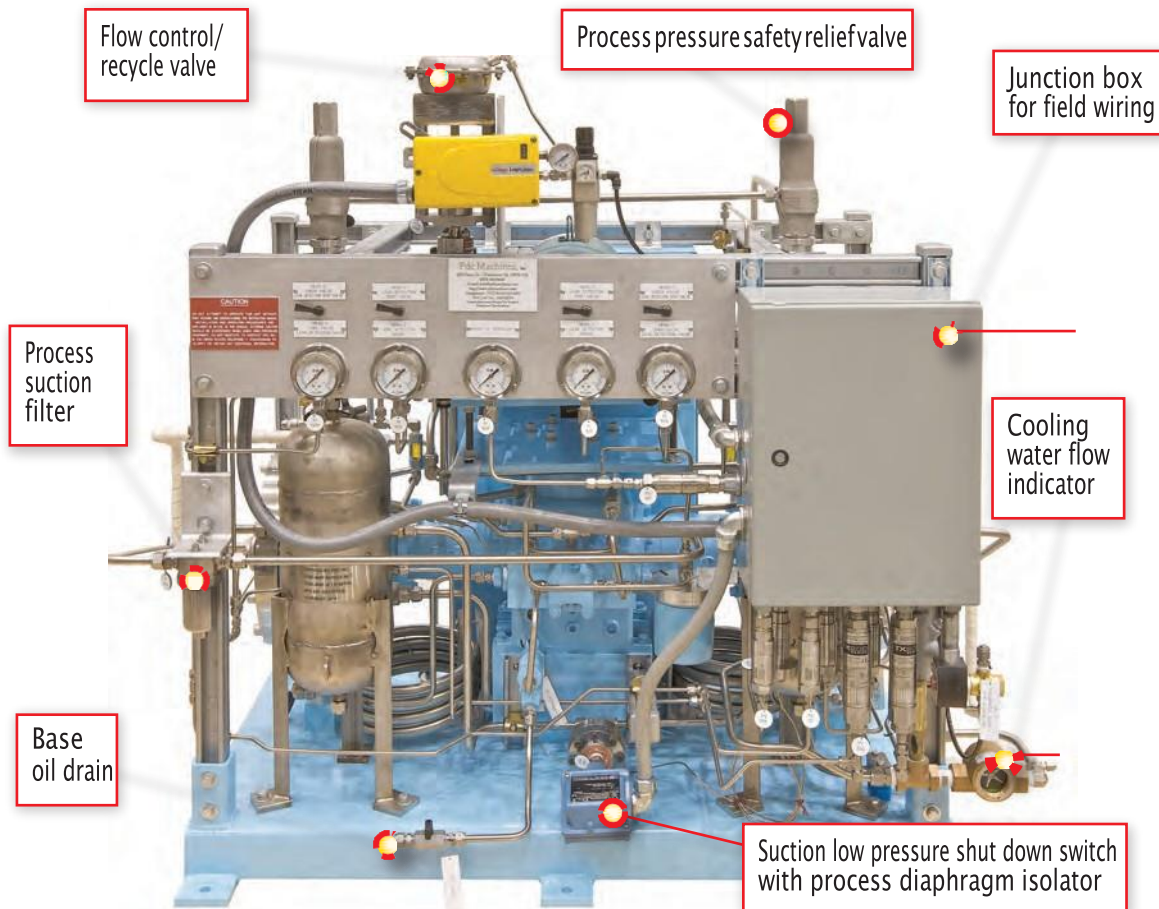
PDC-3-300-7500 two-stage compressor, helium gas, Industrial Gas Industry, 517 barg/7,500 psig discharge pressure, 20 Nm3/hr flow rate, 7.5 kW/10 HP motor.



PDC-3-300-1000 two-stage compressor, tetrafluoroethylene (TFE) gas,
Chemical Industry, 48 barg/700 psig discharge pressure,
10 Nm³/hr flow rate, 4 kW/5 HP motor.



PDC-3-550-550 (50) single-stage duplex compressor, silane gas,
Semi-Conductor Industry, 9 barg/135 psig discharge pressure,
5 Nm³/hr flow rate, 4 kW/5 HP motor.



PDC

4

Sais

Suction Pressure Range
Sub atmosphere and above

Discharge Pressure
Psig/Barg

Representative
Transfill Applications:
6,000/413

Representative
Industrial Applications:
6,500/448

Representative Hydrogen
Energy Applications:
14,500/1,000

Flow Rate

Up to Scfm/ Nm³/hr:
150/241

Horse Power

Up to Hp/kW:
40/30

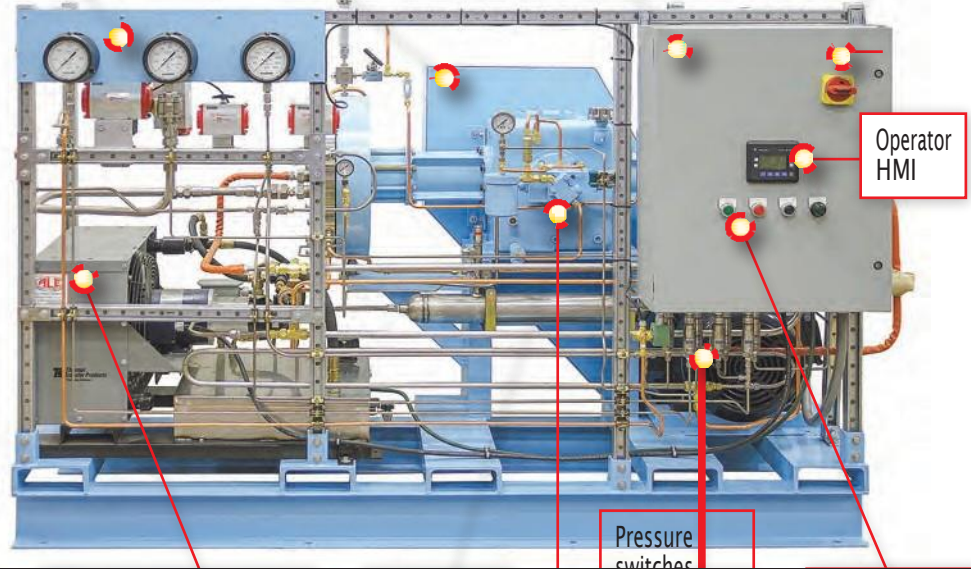
PDC-4-800-3500 two-stage compressor, oxygen service, Industrial Gas Industry, 240 barg/3,500 psig discharge pressure, 123 Nm³/hr flow rate, 15 kW/20 HP motor.

Gauge panel

Belt guard

Nema 4 control panel

E-stop



Operator HMI

Pressure switches

loop cooling system

system

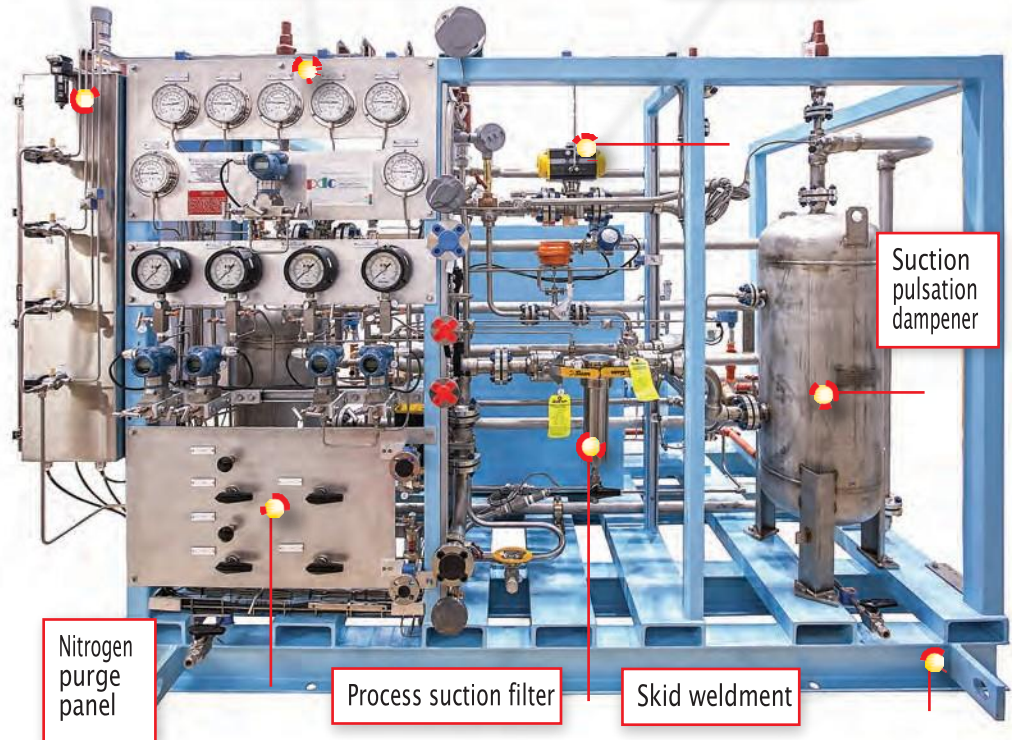
& status lights

PDC-4-300-300 single-stage duplex compressor, natural gas, Research & Development, 18 barg/261 psig discharge pressure, 90 Nm³/hr flow rate, 15 kW/20 HP motor.

Marshalling Panel

Gauge panel (temperature (upper), pressure (lower))

Air operated valve



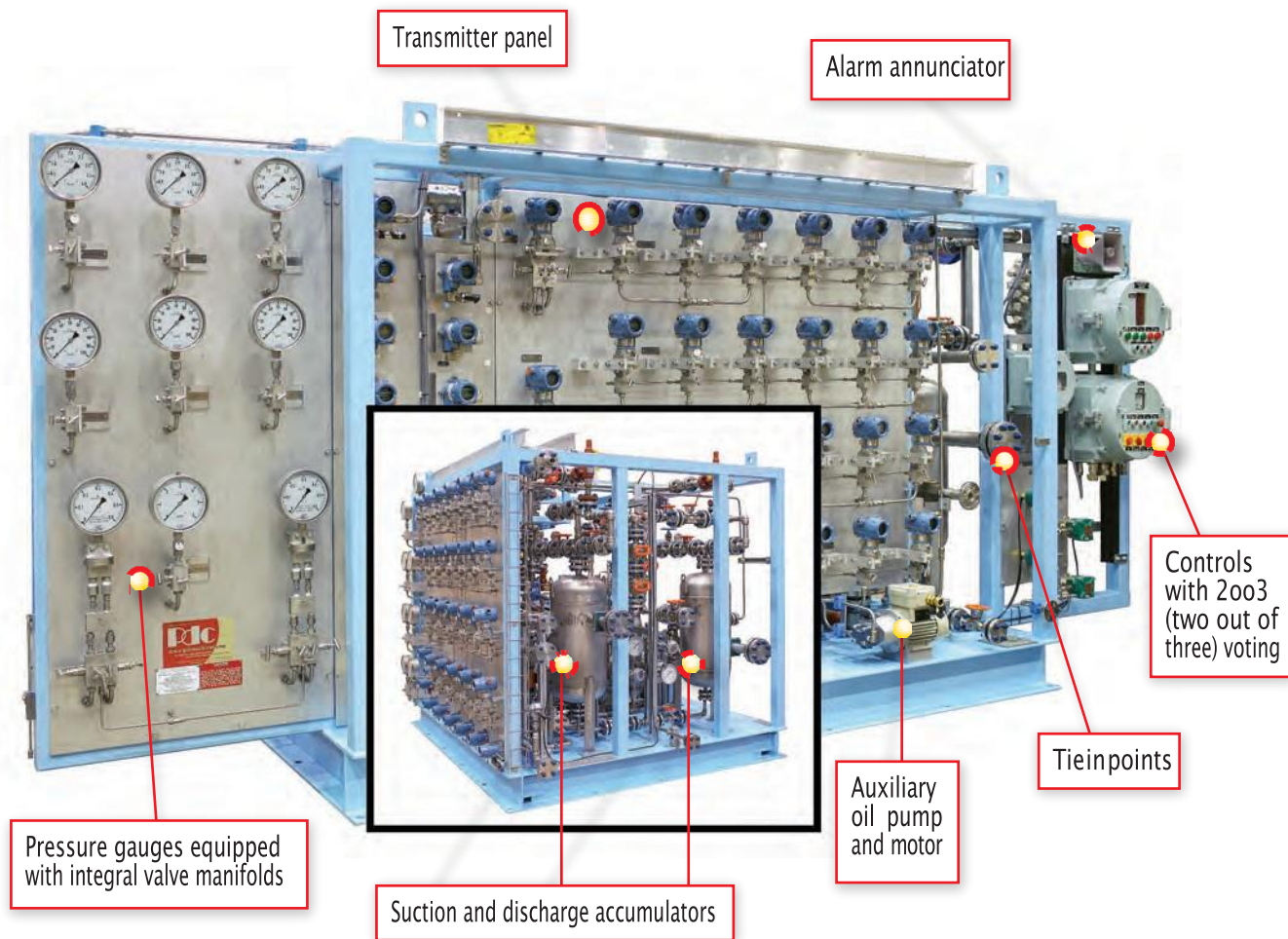
Suction pulsation dampener

Nitrogen purge panel

Process suction filter

Skid weldment

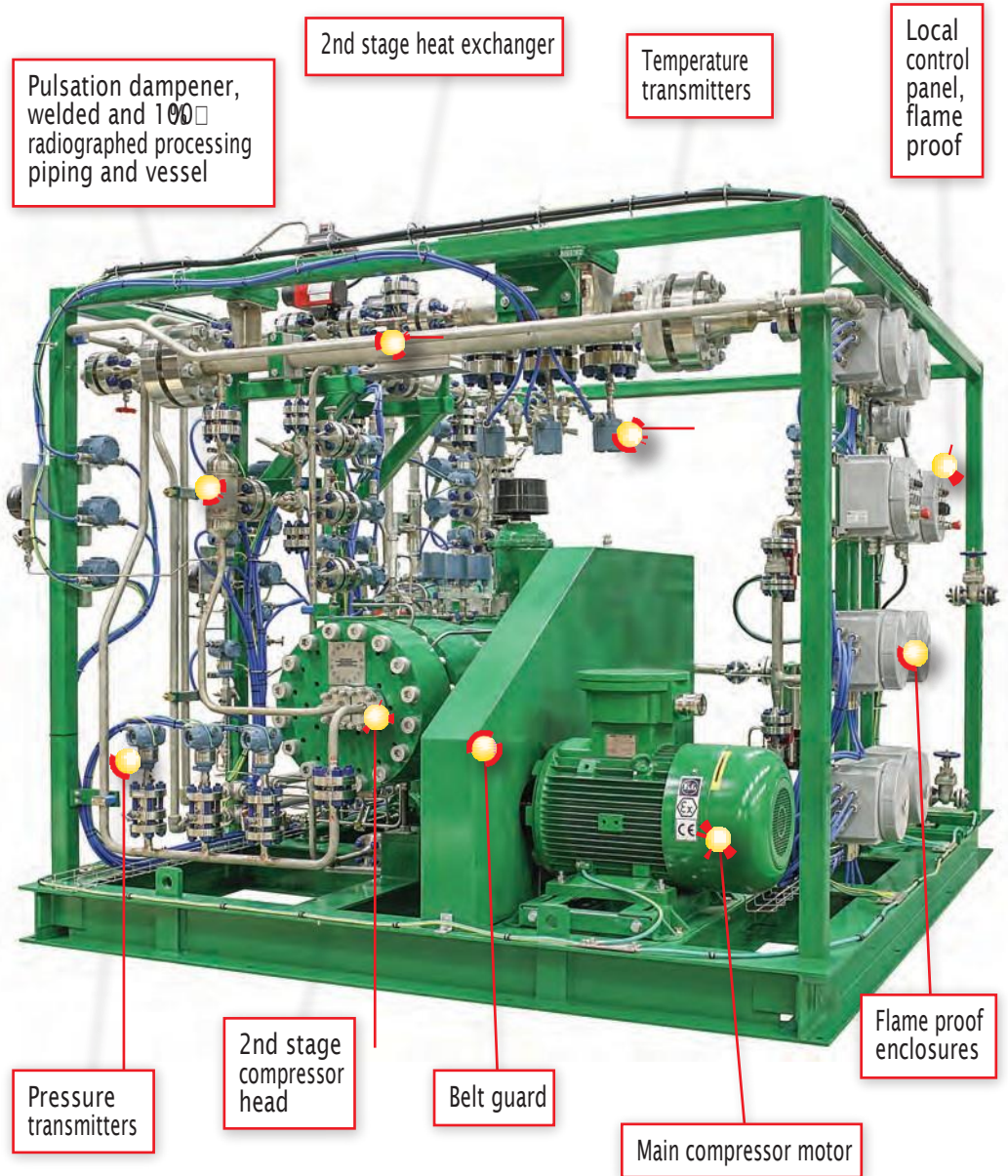
PDC-4-600-600 (150) duplex compressor, hydrogen, Petrochemical Industry,
40 barg/580 psig discharge pressure, 350 Nm³/hr flow rate,
22 kW/30 HP motor.



PDC



PDC-13-1000-3500 two-stage compressor, hydrogen gas, Oil & Gas Refining Industry, 200 barg/2,900 psig discharge pressure, 200 Nm³/hr flow rate, 90 kW/125 HP motor.



Units

Suction Pressure Range

Sub atmosphere and above

Discharge Pressure
Psig/Barg

Representative
Transfill Applications:
6,000/413

Representative
Industrial Applications:
6,500/448

Representative Hydrogen
Energy Applications:
14,500/1,000

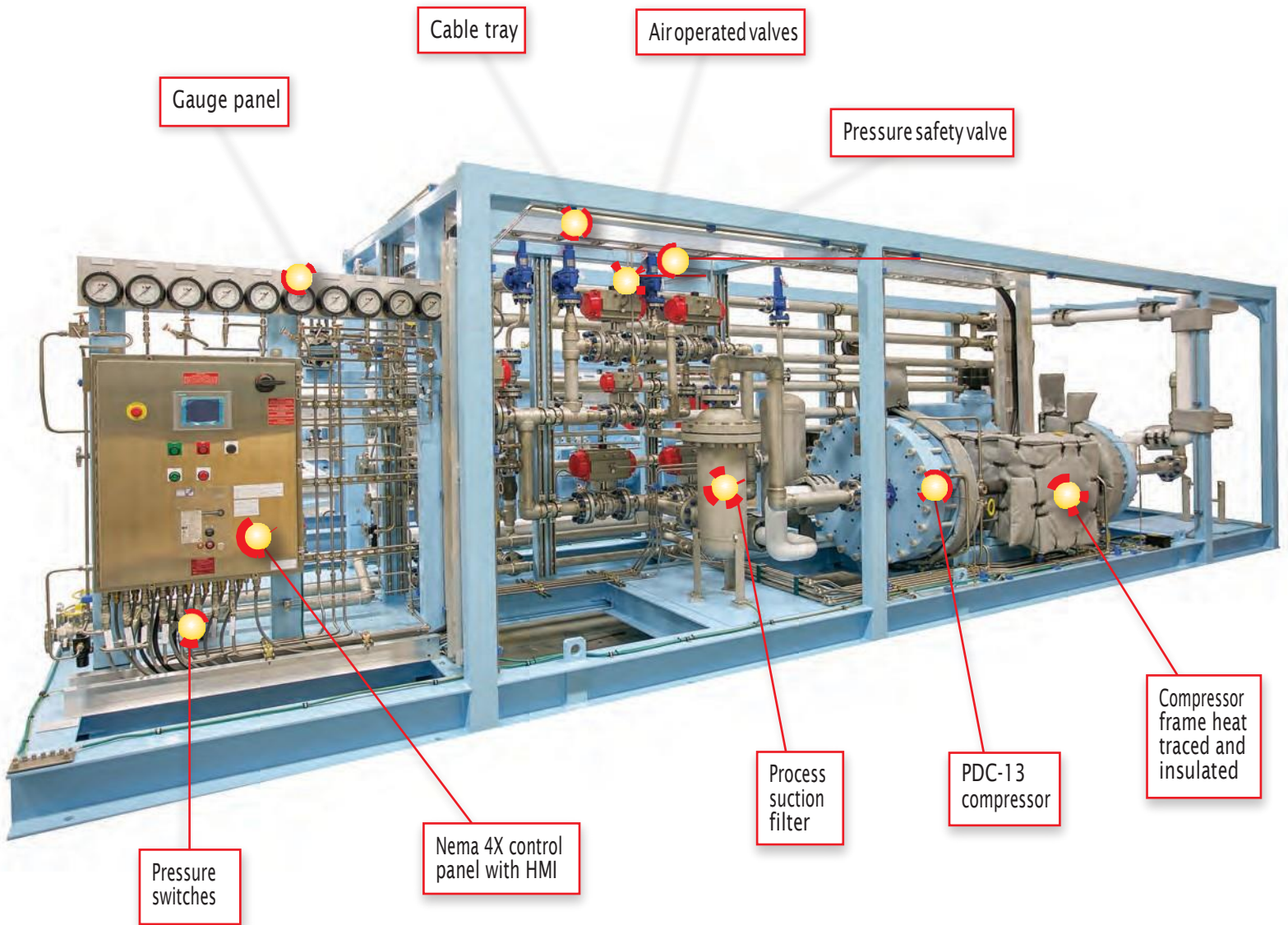
Flow Rate

Up to Scfm/ Nm³/hr:
1,875/3,000

Horse Power

Up to Hp/kW:
250/175

PDC-13-300-500 two-stage compressor, syngas, Bio-gas Industry,
30 barg/435 psig discharge pressure, 750 Nm³/hr
flow rate, 90 kW/125 HP motor.



PDC



The world's only fully contamination-free and fully leak-free three stage diaphragm compressor

Suction Pressure Range

Sub atmosphere and above

Discharge Pressure Psig/Barg

Representative
Industrial Applications:
6,500/448

Representative Hydrogen
Energy Applications:
14,500/1,000

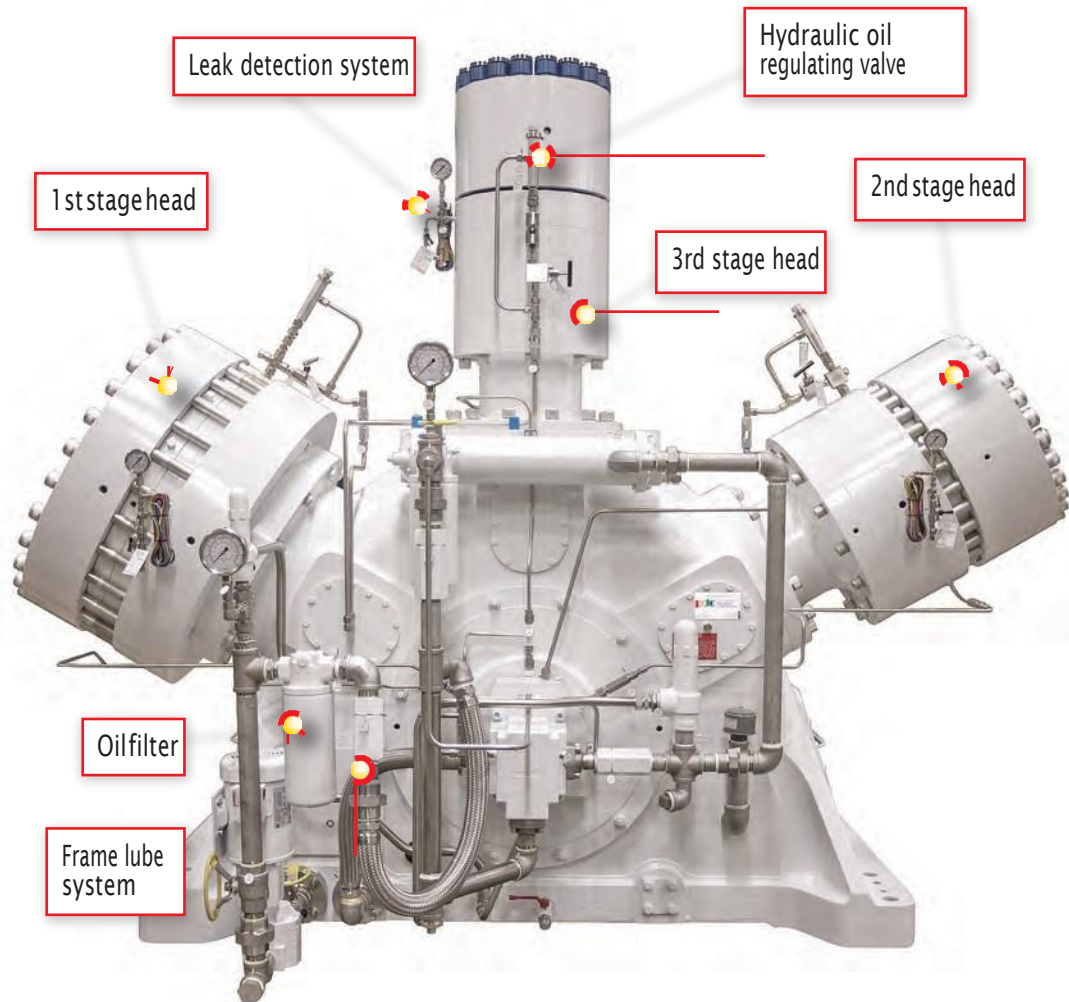
Flow Rate

Up to Scfm/ Nm³/hr:
2,500/4,000

Horse Power

Up to Hp/kW:
300/224

PDC-P-900-5000-15000 three-stage compressor, hydrogen gas, Vehicle Filling, 950 barg/14,000 psig discharge pressure, 50 kg/hr flow rate, 180 kW/240 HP motor.

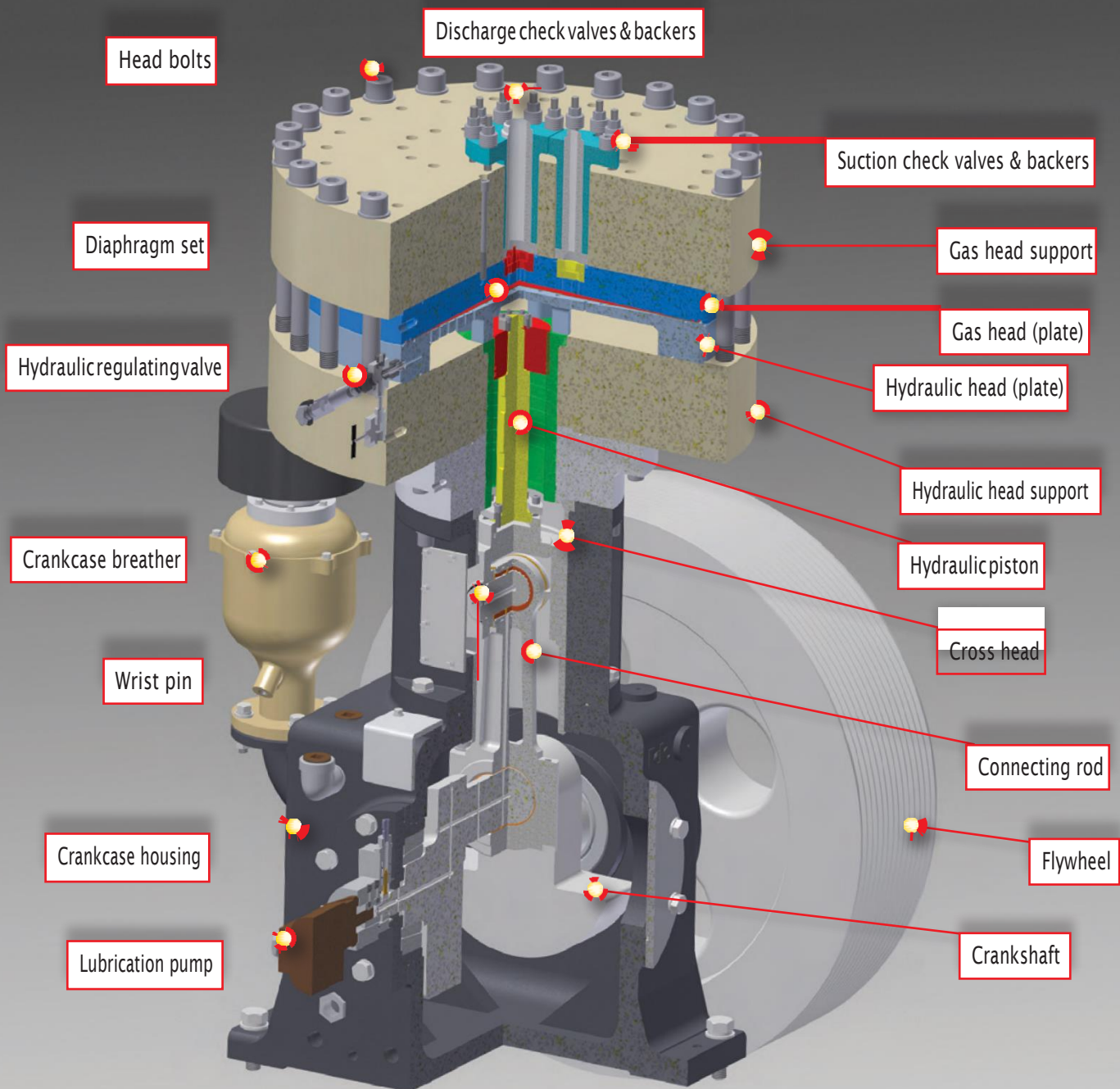


Triple Metal Diaphragm Compressors: Theory of Operation

A diaphragm compressor is a positive displacement machine which consists of a hydraulic system and a gas compression system. Diaphragm compressors are somewhat traditional in the sense that the hydraulic system uses a linear reciprocating piston attached to a crank shaft that is driven by an electric motor. The hydraulic piston travels through a cylinder which moves a column of oil. This oil is used to lubricate the lower end running gear and to energize the gas processing system.

The gas processing system consists of the gas head assembly, three metal diaphragm plates and the compressor check valves. When the hydraulic oil is pumped to the underside of the diaphragm set they flex through a contoured cavity in the gas head as the compressor check valves allow for the process gas to flow in & out of the compressor.

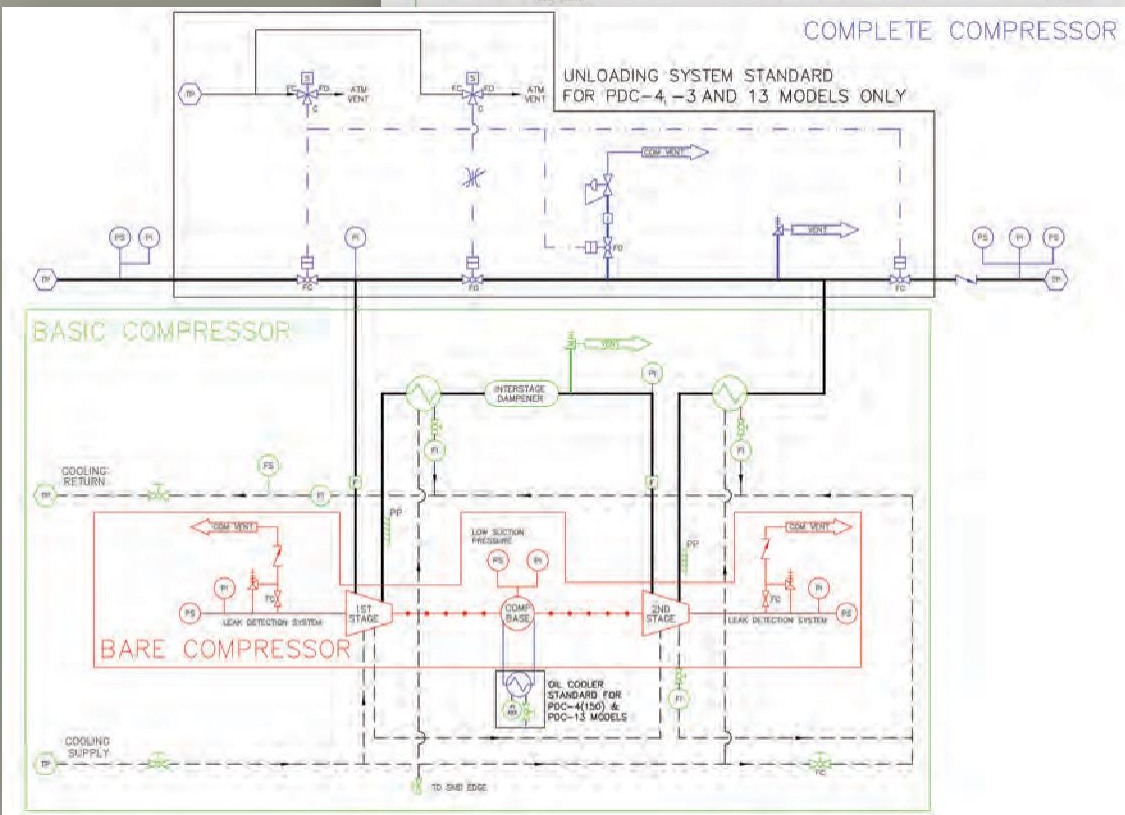
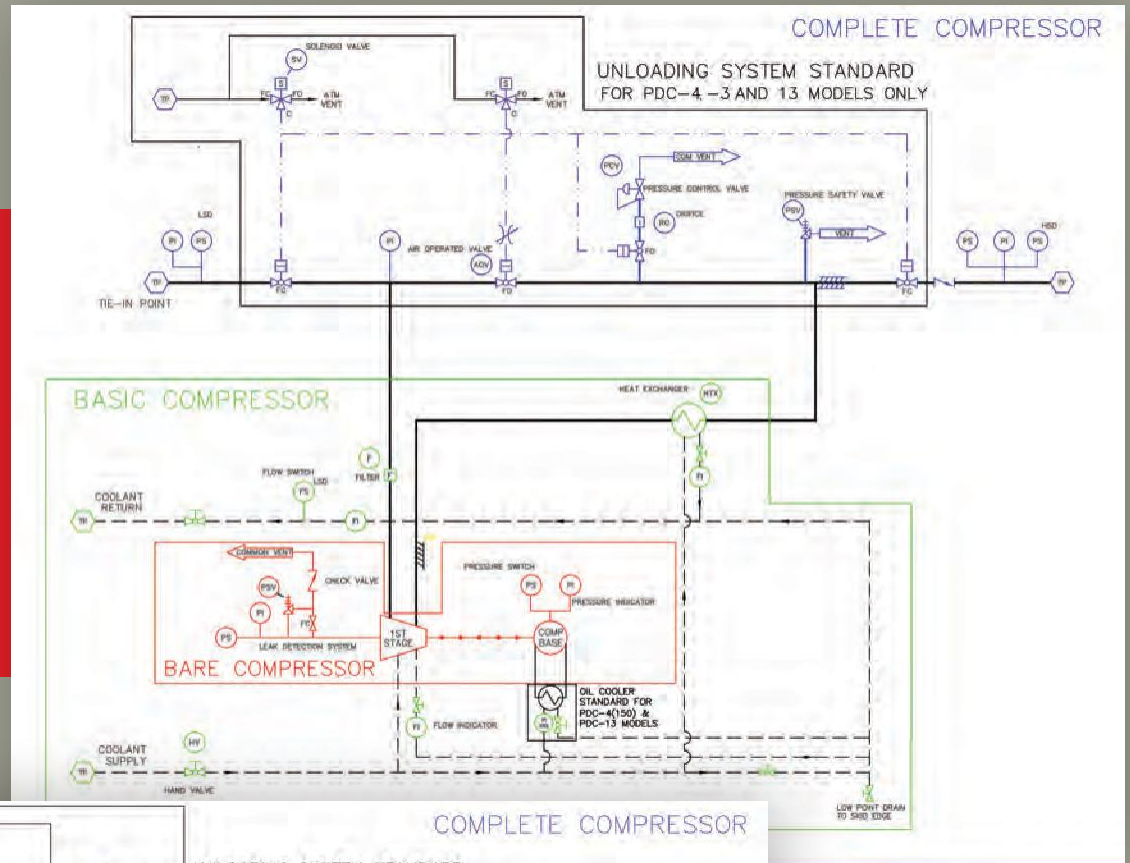
Triple metal diaphragm compressors are unique because they are leak free and non-contaminating since they do not utilize dynamic seals and the diaphragm set completely isolates the process gas from the hydraulic system. Each compressor also includes a leak detection system that monitors the integrity of the diaphragms and static o-rings. Breaches in these components can signal an alarm and or automatically shut down the compressor.



A Wide Range of

P&ID SINGLE STAGE

Typical P&ID for a standard bare unit, basic and turnkey system for a single and duplex compressor



P&ID TWO STAGE

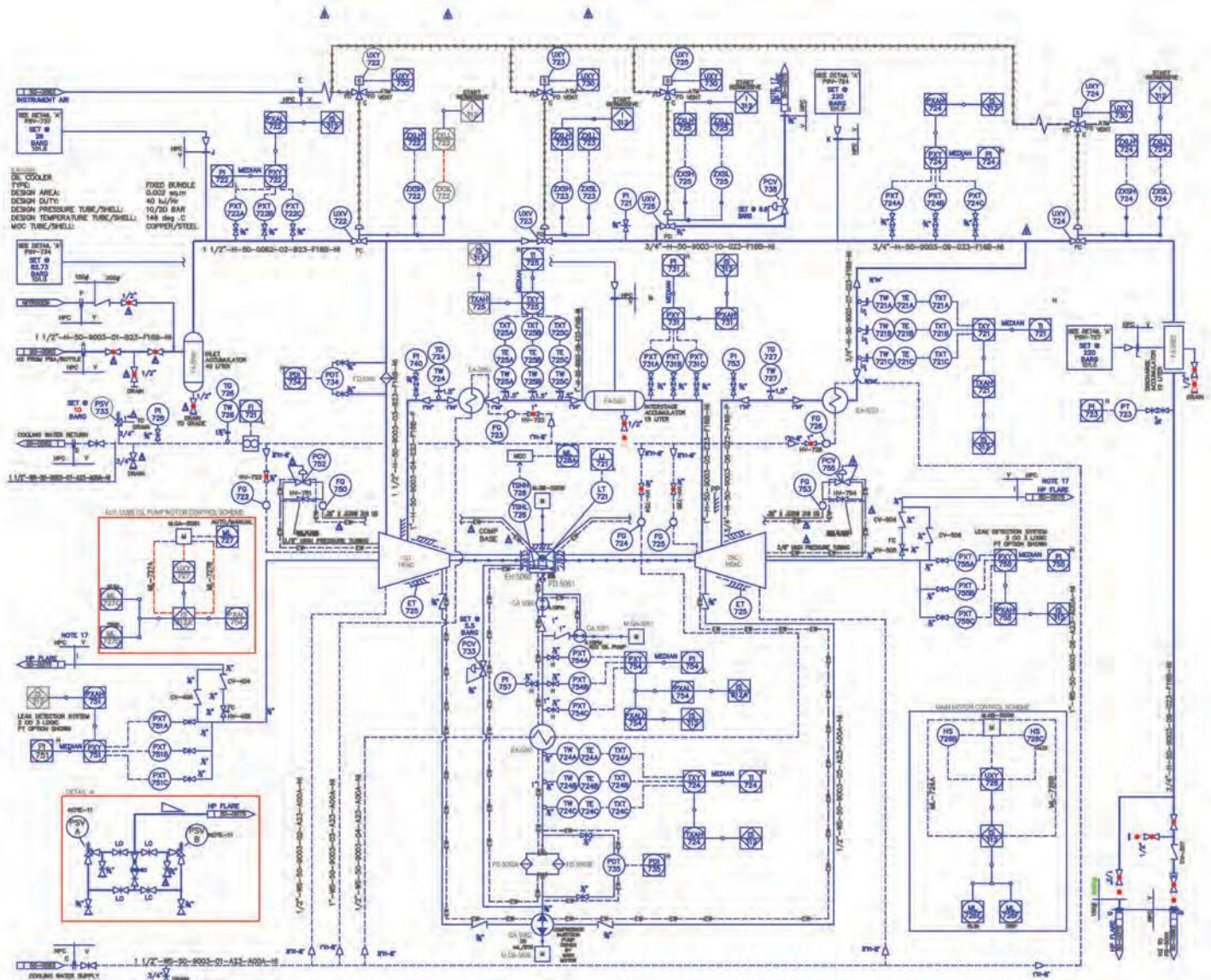
Typical P&ID for a standard bare unit, basic and turnkey system for a two-stage compressor

Compressor Solutions

PDC Machines provides standard and custom-designed diaphragm compressors with a comprehensive assortment of options.

COMPLEX CUSTOMIZED PROCESS SOLUTIONS

A customized compressor consists of the standard system in addition to a wide variety of piping accessories, instrumentation and controls which are typically defined by the customer.



Dry-Running Piston Compressors

For absolutely oil free
compression of a wide
variety of gases, saturated
gases and air.



Model Series

PDC-PRx 300

Suction Pressure max
Psig/Barg

450/31

Outlet pressure max
Psig/Barg

450/31

Horsepower
Hp/kW

13/10

Design

Vertical Cooling: Air

Model Series

PDC-P2W

Suction Pressure max
Psig/Barg

131/9

Outlet pressure max
Psig/Barg

334/23

Horsepower
Hp/kW

74/55

Design

Vertical

Cooling

Water

PDC-PLW-60-22 single-stage compressor, pumping hydrogen in a recycle process, Oil & Gas Refining Industries, 27 barg/391 psig discharge pressure, 180 Nm³/hr flow rate, 7.5kW/10 HP motor.



PDC-PR1-300 single-stage compressor, compression of helium after air separation, Universities & Research Industries, 14 barg/203 psig discharge pressure, 100 Nm³/hr flow rate, 22 kW/29 HP motor.



PDC-P1A-80-15 single-stage compressor, synthesis gas, Petrochemical Industry, 17.9 barg/260 psig discharge pressure, 55 Nm³/hr flow rate, 15kW/20 HP motor.

Model Series

PDC-P1A/P2A

**Suction Pressure max
Psig/Barg**

377/26

**Outlet pressure max
Psig/Barg**

377/26

**Horsepower
Hp/kW**

29/22

Design

Vertical

Cooling

Water



PDC-PR2-1000-115 two-stage compressor, hydrogen compression for storage, Chemical, 20 barg/289 psig discharge pressure, 533 Nm³/hr flow rate, 115 kW/154 HP motor.

Model Series

PDC-PRx 700/1000

**Suction Pressure max
Psig/Barg**

668/46

**Outlet pressure max
Psig/Barg**

668/46

**Horsepower
Hp/kW**

167/125

Design

Vertical

Cooling

Water



Dry-Running Piston Compressors: Theory of Operation

PDC dry running piston compressors are positive displacement machines, which mainly consist of an oil lubricated crank drive and an absolutely oil free gas compression system.

The force transmission from the crank drive to the gas compression part (piston) is achieved with a crosshead design. All PDC – piston compressors are driven by electrical motors via V – belt or direct coupled, depending on the compressor size and application.

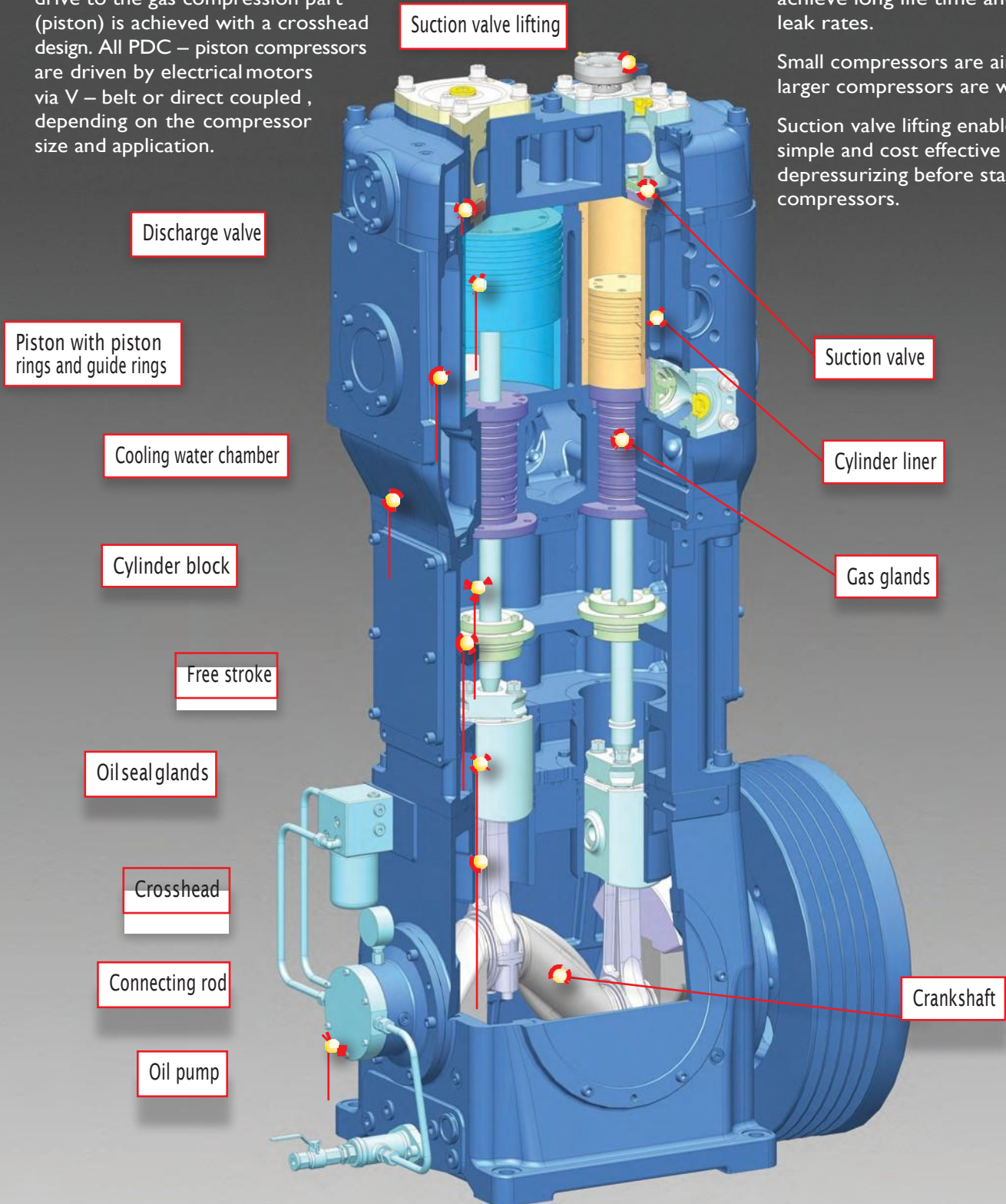
Oil seal glands in cooperation with the free stroke (distance piece) ensure, that the process gas is compressed absolutely oil free. Depending on the type the piston compressors are available as single or double acting machines.

The gas gland boxes can be provided with all necessary ports for leak and / or seal gas, cooling etc. based on the process requirements and gas features.

Piston rings and gas glands are made of special PTFE material in order to achieve long life time and minimum leak rates.

Small compressors are air cooled, the larger compressors are water cooled.

Suction valve lifting enables for a simple and cost effective means of depressurizing before starting the compressors.



Customer Support Services

PDC Machines provides outstanding customer support for all our clients. Our compressors are backed by a team of factory service technicians, engineers and a global support network to ensure maximum uptime of our customer's operations. As an added value to our customers, PDC provides parts for compressors of other diaphragm compressor manufacturers.



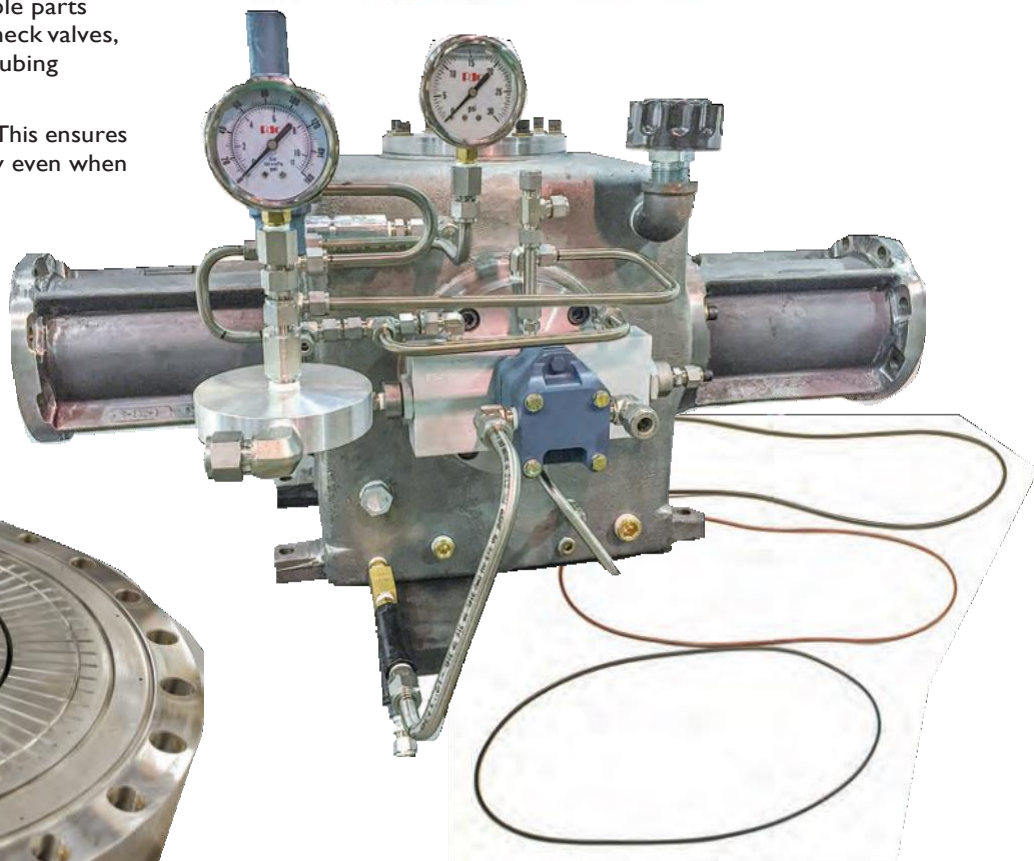
Ready-to-ship parts

PDC stocks a full selection of consumable parts including diaphragms, O-rings, process check valves, hydraulic check & oil regulating valves, tubing components and more.

Typical shipping is within 24 to 48 hours. This ensures our users are back up and running quickly even when they experience unexpected downtime.

We also have available complete crankcases and crankcase components as well as select process heads for immediate shipment.

PDC spare part orders are processed quickly, labeled clearly for ease of identification and are 100% inspected for quality and accuracy.





An ISO9001:2015 certified company.

We perform under pressure.

Faber is your trusted supplier of H2 cylinders and systems for all your needs

Based near Venice in Cividale, Italy, Faber produces all four "Types" of cylinders to fully serve the growing demand for hydrogen. In fact, Faber has designed and already supplied Type 1 and Type 3 models for hydrogen powered Fuel Cell Forklifts. Type 1 and 2 for hydrogen Refilling Stations and Type 4 designs for Portable Fuel Cells, Drones as well as for Mobility, all of them for Transportation. Type approvals have been secured case by case for Japan, Korea, USA and EU according to the prevailing regulations set by the relevant Competent Authority for each of the latter geographical areas.

In order to truly meet the hydrogen cylinder users' demands in their primary market segments, all different Types (1 – 4) of cylinders are therefore needed. Moreover, having all of them as part of Faber's portfolio, capability and expertise, we are well positioned to provide a totally comprehensive solution. Thus we provide a wide range of differing working pressures, dimensions and weight requirements which could be needed by our customers.

In this vein, Faber has already catered for a number worldwide customers for hydrogen cylinders of working pressures from the usual 200 bar hydrogen cylinders for industrial applications up to 1100 bar when used for static hydrogen storage units. While 350bar has become the standard for material handling applications, for mobility there are two adopted working pressures, 350 or 700bar. All our hydrogen cylinders are fully manufactured in-house (i.e. liners and the accompanying composite overwrap) and tested/ certified in our newly equipped test laboratory (see below), by a number of third party inspection bodies, who have been appointed by Competent Authorities (Government).

Having the product design and manufacturing facility is not enough to satisfy the demands from the market. You need to have an in-house facility to comply with the type approval, batch and individual testing requirements, in a timely fashion.

Here Faber's does not possess just a single test laboratory but a suite of unique test laboratories; they are best appreciated when one views them. Here Faber's competent engineers have developed a cell in which, under high purity hydrogen, we can test samples for a variety of test methods. Examples include; slow strain rate test (SSRT), fatigue crack growth rate, fracture toughness etc. at pressures up to 1000 bar and at temperatures as low as -20°. Both metallic (for seamless steel cylinders) and non-metallic (for composite cylinders) materials are being tested in this unique cell. The hydrogen cell's overall chamber has been constructed with utmost safety in mind. When undertaking the above test programs: a sacrificial wall in the chamber will yield, away from the main site, in case of a sudden pressure release. The materials selected for the

cell's components have been meticulously selected, all having resistance to the hydrogen embrittlement phenomenon.

Also, within our laboratory we can fatigue full-size hydrogen bearing cylinders to failure up to 2000 bar and burst test them up to 4000 bar. Our Cividale based test laboratories are capable of advanced testing cylinders for varying environmental conditions, extreme temperatures, flawed burst simulation, bonfire/high velocity impact (gunfire) tests, gaseous pressure cycling tests etc. Additionally, a number of material tests such as full chemical analysis, Sulphide Stress Cracking (SSC), assessment of corrosion of coatings, characteristics of permeation of plastics etc. are continuously performed.

But our pièce de resistance has to be a world beating equipment extremely valuable to car companies who require critical dimensional data. This instrument, a "Coordinate Measuring Machine (CMM)" has brought much success to a number of leading OEM's around the world. To date a number of large Industrial gas companies and motor vehicle manufacturers have made use of this unique facility based at Faber.

Established in 1969 and operating since 1972, Faber has grown rapidly to become the world's leader in the production of cylinders (Types 1, 2, 3 & 4) and systems for the storage of High-Pressure Gases for the Clean Energy applications (CNG and H₂), Industrial, Technical, Medical and Breathing Air sectors. The world over, with a production capacity of a million cylinders, Faber has earned the best reputation for its high standards of quality and for its capability to comply with the most stringent specifications set down by International Bodies, Local Authorities and its customers.

For more information, contact us at info@faber-italy.com

Cividale del Friuli, 30/07/2019



H2 CYLINDERS AND SYSTEMS