

Proyecto Final de Ingeniería Química y Electromecánica

*“Producción de Hidrógeno Verde para
abastecimiento parcial en Turbina LM-2500
de Cooperativa Eléctrica Río Grande”*



Autoras:

- Bologna Contreras, Maria Luisa
- Carcamo Carcamo, Angelica Maria
- Galichini, Iara Magali

Tutor de trabajo:

- Bonifacini, Hugo

Agradecimientos

El mayor agradecimiento a nuestras familias, amigos, profesores y a toda la Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Tierra del Fuego, que su apoyo inquebrantable ha desempeñado roles fundamentales en nuestro camino hacia la conclusión de este proyecto.

Índice

RESUMEN	7
 CAPÍTULO 1: ‘FUNDAMENTOS TEORICOS’	
1.1 Hidrógeno Verde.....	9
1.2 Caracterización del Hidrógeno.....	10
1.2.1 El Elemento Hidrógeno.....	10
1.2.2 Características Fisicoquímicas del Hidrógeno.....	11
1.2.3. Tipos de Hidrógeno.....	12
1.3. El Hidrógeno como Vector Energético.....	14
1.3.1. Producción de Hidrógeno Verde.....	15
1.3.2. El Hidrógeno como combustible generador de Energía.....	17
 CAPITULO 2: “Propuesta de Mejora en Turbina LM-2500”	
2.1. Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios Públicos de la Ciudad de Río Grande L.T.D.A.	19
2.1.1. Equipos de Generación Instalados	20
2.1.2. Curva Despacho Eléctrico Mensual	21
2.1.3. Curva Gas Natural Consumido Mensual para la Generación de Energía Eléctrica	22
2.2. Propuesta de Mejora en Turbina de Gas	23
2.2.1. Fundamentos de nuestra propuesta de mejora	23
2.2.2. Utilización del Hidrógeno como Combustible para la generación de Energía Eléctrica.	25
 CAPITULO 3: “Equipos y Accesorios. Localización”	
3.1. Equipo Electrolizador	26
3.1.1. Selección del Electrolizador	28

3.1.2. Especificaciones técnicas del Electrolizador seleccionado.....	31
3.2. Equipo Compresor.....	34
3.2.1. Selección del Compresor.....	34
3.3 Tanque de Almacenamiento y Distribución de H ₂ gaseoso	36
3.3.1. Selección del Tanque de Almacenamiento.....	37
3.4. Determinación de la energía requerida al Aerogenerador.....	38
3.4.1. Selección del Equipo Aerogenerador	39
3.4.2. Especificaciones Técnicas del Aerogenerador.....	39
3.5. Localización de los equipos a utilizar.....	42
3.5.1. Ubicación e instalaciones del Equipo Aerogenerador.....	42
3.5.2. Sistema de Conexión Aerogenerador a la Red de Media Tensión.....	43
3.5.3. Ubicación e Instalación de Electrolizador – Compresor – Tanque de Almacenamiento de gas hidrógeno.....	45
3.6. Accesorios y modificaciones adicionales del sistema.....	47
3.6.1. Mecanismo de Detección de Hidrógeno.....	47

CAPITULO 4: “Readaptaciones sobre TG3”

4.1. Aspectos técnicos y operativos generales de la Turbina LM-2500 Base.....	49
4.1.1. Sección Caliente	51
4.1.2. Sistema de Gas Combustible.....	53
4.2. Modificaciones a emplearse en Turbina LM-2500 Base para su funcionamiento con Gas Hidrógeno.....	55
4.2.1 Readaptaciones en la Sección Caliente.....	55
4.2.1.2. Recubrimiento Cerámico de la Cámara de Combustión.....	56
4.2.1.3. Turbina de Alta Presión: Álabes.....	57
4.3 Sistema de Inyección de Gas por premezcla o micromezcladores especiales.....	59
4.3.1 Cambio de Válvula de Control para la regulación de flujo gaseoso.....	64
4.3.2. Modificación en la Programación del Control.....	66
4.4 Planos Turbina LM-2500 base y su readaptación.....	66

CAPITULO 5: “Balances y Rendimientos Económicos”

5.1. Balance de Masa: Emisiones de Gases perjudiciales.....	75
5.1.1 Balance de masa con 100% de gas natural.....	75
5.1.2 Balance de masa con 30% gas natural + 70% hidrógeno.....	79
5.1.3 Comparación de combustibles suministrados a la TG3.....	83
5.2. Balance Energético.....	84
5.2.1 Cálculo de calor obtenido por los gases de combustión.....	84
5.2.1.1 Calor generado por combustión con gas natural.....	84
5.2.1.2 Calor generado por combustión con GN 30% + H 70%.....	89
5.2.2 Análisis de los cálculos de balance.....	95
5.3 Eficiencias térmicas alcanzadas por la TG3.....	96
5.3.1 Eficiencia térmica ideal para 100% gas natural.....	97
5.3.2 Eficiencia térmica ideal para 30% GN + 70% H.....	98
5.4 Rendimientos y ahorros económicos de la propuesta.....	99
5.5 Proyecciones de ahorro a corto y largo plazo.....	102

CAPITULO 6: “Estudio Económico”

6.1 Inversión fija total.....	104
6.2 Calculo del gasto de los principales equipos.....	104

CAPITULO 7: “Impacto Ambiental – Análisis FODA”

7.1 Estudio de Impacto Ambiental.....	106
7.1.1. Aspectos Ambientales e Impactos Ambientales.....	106
7.1.2. Metodología de Análisis de Leopold.....	107
7.1.3. Matriz de Leopold: “Planta productora de Hidrógeno Verde”	110
7.1.4. Análisis Gráfico de los valores de magnitud-importancia de la Matriz de Leopold.....	111
7.1.5. Resultados y Conclusiones.....	112

7.1.6. Medidas Correctoras y de Mitigación sugeridas.....	114
7.2. Análisis FODA	116
7.2.1. Conceptualizaciones a considerar para el análisis.....	116
7.2.2. Matriz Análisis FODA.....	117
7.2.3. Estudio y evaluación de la Matriz FODA.....	119
7.2.4. Conclusiones finales del Análisis FODA.....	122
CONCLUSIÓN.....	124
ANEXOS.....	126
BIBLIOGRAFÍA.....	144

Resumen

En el presente proyecto, se realiza un estudio y planteo de la modificación estructural y de funcionamiento operativo sobre una las turbinas que operan, de manera permanente, en la Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios Públicos LDTA de la ciudad de Río Grande.

A partir del análisis realizado sobre la información aportada por esta compañía, nos centramos en trabajar puntualmente en la Turbina General Electric modelo LM-2500 Base (denominada internamente como TG3). Nuestro objetivo principal se basó en buscar e idear un sistema que permita la inyección de gas hidrógeno, lo cual representa una significativa reducción en la emisión de gases nocivos y en el consumo de gas natural necesario para la generación de energía eléctrica.

Planteamos como propuesta de mejora, la producción electrolítica de gas hidrógeno y su utilización parcial como combustible para la Turbina de gas LM-2500 Base, en horarios que la demanda eléctrica diaria aumenta en la ciudad y, por ende, provoca un mayor consumo de gas natural (mayores costos económicos) y altos índices de emisión de gases nocivos provenientes de esta máquina (contaminación ambiental).

Así mismo, se proyecta una producción de gas hidrógeno amigable con el ambiente, por lo que se plantea que los equipos utilizados puedan ser alimentados energéticamente por medio de un equipo aerogenerador, el cual permite el aprovechamiento energético de un recurso renovable: el viento, muy característico y favorable en la zona.

Palabras claves: Suministro Eléctrico, Turbina LM2500, Hidrógeno verde, Medio Ambiente.

Abstract

In this project, a study and proposal of the structural and operational modification of one of the turbines that operate, permanently, in the Electric Cooperative and Other Public Services LDTA of the city of Río Grande is carried out.

Based on the analysis carried out on the information provided by this company, we will focus on working specifically on the General Electric Turbine model LM-2500 Base (referred internally as TG3). Our main objective was based on searching and devising a system that allows the injection of hydrogen gas, which represents a significant reduction in the emission of harmful gases and in the consumption of natural gas necessary for the generation of electrical energy.

We propose as a proposal for improvement, the electrolytic production of hydrogen gas and its partial use as fuel for the LM-2500 Base gas turbine, during times when the daily electrical demand increases in the city and, therefore, causes greater gas consumption. natural (higher economic costs) and high emission rates of harmful gases from this machine (environmental pollution).

Likewise, an environmentally friendly production of hydrogen gas is projected, so it is proposed that the equipment used can be supplied with energy by means of a wind turbine, which allows the energy use of a renewable resource: the wind, very characteristic and favorable in the area.

Keywords: Electrical Supply, LM2500 Turbine, Green Hydrogen, Environment.

Capítulo 1: “Fundamentos Teóricos”

1.1 Hidrógeno Verde

El mundo está comenzando a demandar un nuevo portador de energía para reemplazar el petróleo y el gas, y el hidrógeno, como el elemento con la mayor densidad de energía, es el motor natural para esto. Las tecnologías de hidrógeno están alcanzando su etapa de madurez industrial, basada en décadas de desarrollo científico básico y aplicado. Existe evidencia de consistencia y señales de mercado en todo el mundo con respecto a la situación actual del hidrógeno, así como a su futuro concreto a corto, mediano y largo plazo.

Actualmente, la mayoría del Hidrógeno producido proviene de recursos fósiles. En este caso se lo denomina “Hidrógeno Gris”. No obstante, existe la posibilidad de contar con un proceso por el cual se captan las emisiones de CO₂ producto de la obtención con el objetivo de mitigar la contaminación que aporten al efecto invernadero, convirtiendo al combustible en el llamado “Hidrógeno Azul”(Fig.1).

Por otro lado, también es viable producirlo con fuentes de energía más sustentables como lo permitiría el caso del proceso químico de electrólisis en el agua, en caso de que su fuente de energía eléctrica proviniera de recursos renovables. Al hidrógeno producido mediante recursos 100% renovables se lo llama “Hidrógeno Verde”. Considerando que los países del mundo van proyectando una reducción de las emisiones, es de esperar que a futuro podamos producir mayormente un Hidrógeno Verde.

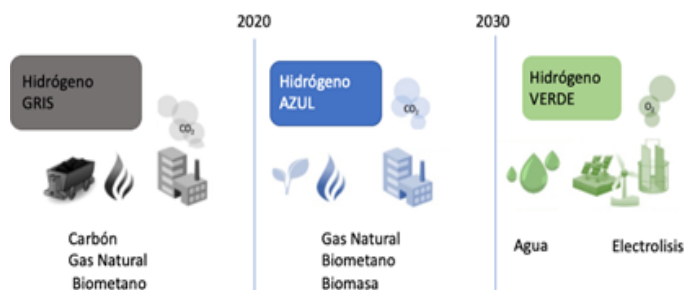


Fig. 1 – Tipos de hidrógeno

1.2. Caracterización del Hidrógeno

1.2.1 El Elemento Hidrógeno

El hidrógeno (Fig.2) es el elemento químico más abundante del mundo. Dentro de sus propiedades se destacan que es un gas ligero, almacenable, denso en energía y no genera en sí emisiones directas de contaminantes.

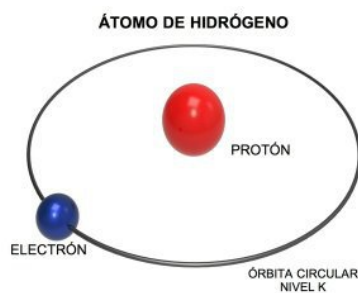


Fig. 2 – Átomo de hidrógeno

Se encuentra presente principalmente en sustancias de origen orgánico, formando largas cadenas de enlace covalente junto al carbono (Fig.3). También, se lo encuentra de manera abundante formando enlaces con el oxígeno, conformando la molécula de agua (Fig.4), un recurso indispensable para la vida del hombre.

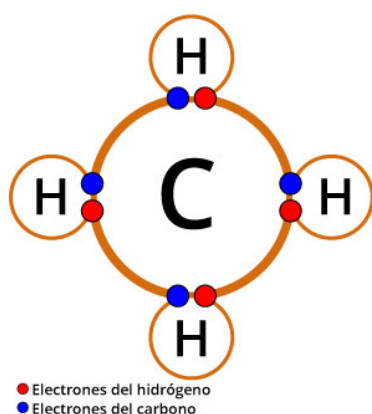


Fig. 3 – Composición de cadenas carbonadas

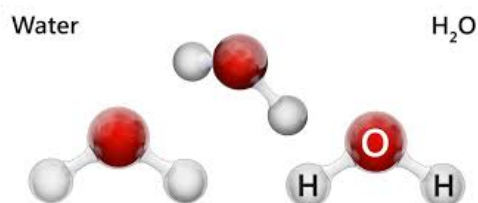


Fig. 4 – Unión de los átomos de H y O para formar agua.

1.2.2 Características Fisicoquímicas del Hidrógeno

En nuestro planeta, es el décimo elemento más abundante, y generalmente se le encuentra en forma de agua, la cual abarca casi el 80 % de la superficie terrestre. También se le puede encontrar en combustibles fósiles y en la biomasa. Sus características principales son las siguientes:

- Es un gas inodoro, incoloro y sin sabor
- Es la molécula más pequeña que existe
- Densidad en estado gaseoso: 0,0899 g/l, (14 veces más baja que la del aire)
- Densidad en estado líquido: 0,079 g/ml
- Punto de ebullición: -252.7 °C
- Punto de fusión: -259.2 °C
- Está formado por dos átomos de H (H₂) unidos por un enlace covalente.
- Gran facilidad de difusión en el medio
- Buena conductividad calorífica
- Es altamente inflamable y se quema en concentraciones de 4 % o más de H₂ en el aire
- Llamas de hidrógeno-oxígeno puros se queman en la gama del color ultravioleta y son casi invisibles a simple vista
 - Las llamas tienden a ascender rápidamente en el aire, causando menos daño que los fuegos de hidrocarburos.
 - Su pequeño tamaño y su alto coeficiente de difusión producen fragilización en los tubos de acero.

- Su baja densidad de energía por unidad de volumen y su alta energía por unidad de masa hacen que el hidrógeno ocupa un volumen 3 veces mayor que el ocupado por la nafta para un mismo valor de energía. Algo similar ocurre con el GNC donde el volumen es, en este caso, 3,6 veces mayor.

1.2.3. Tipos de Hidrógeno

Actualmente, contamos con distintas tecnologías que nos permiten obtener hidrógeno (Fig.5). Pero no todas son sostenibles. Para saber el impacto que tienen y las emisiones que generan se ha establecido un código de color que diferencia entre cuatro tipos:

- Hidrógeno gris

Se produce con combustibles fósiles y conlleva importantes emisiones de dióxido de carbono.

- Hidrógeno azul

Se produce por combustibles fósiles con tecnologías de captura y almacenamiento de carbón (menos contaminante que el gris). Alrededor de las tres cuartas partes del hidrógeno que se produce actualmente es a partir del gas natural.

Destaquemos de este tipo de hidrógeno que no elimina las emisiones de carbono, solo las reduce.

- Hidrógeno turquesa

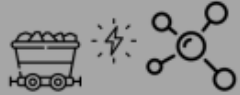


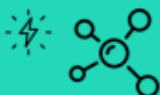

Se produce mediante pirolisis a partir de gas natural, pero sigue siendo un combustible fósil y por lo tanto no está libre de emisiones.

- Hidrógeno verde

Conocido como el hidrógeno renovable, es un combustible limpio que permite almacenar y emplear energía procedente de fuentes renovables. Es considerado ya como el sustituto de los combustibles fósiles en industrias difíciles de descarbonizar, el transporte pesado, el transporte marítimo y la aviación.

- Hidrógeno Rosa

Se produce mediante a partir de un proceso químico de electrolisis abastecido por medio de energía nuclear.

	Proceso	Fuente de energía	Emisiones directas
HIDRÓGENO GRIS	Reformado o gasificación	Combustibles fósiles 	CO ₂ y CH ₄ fugitivo
HIDRÓGENO AZUL	Reformado o gasificación con CCU	Combustibles fósiles 	CO ₂ * y CH ₄ fugitivo
HIDRÓGENO VERDE	Electrólisis	Energías renovables 	Nulas
HIDRÓGENO TURQUESA	Electrólisis	Gas natural 	CH ₄ fugitivo
HIDRÓGENO ROSA	Electrólisis	Energía nuclear 	Residuos radioactivos

* CCS no es 100% eficiente

Fig. 5 – Procesos, fuente de energía y emisiones de cada tipo de Hidrógeno.

La mayoría de estos diferentes modos de obtención de hidrógeno generan algún tipo de subproducto que afecta nuestro planeta por las emisiones directas de Gases de Efecto Invernadero, siendo la producción de hidrógeno verde la forma más amigable con el medioambiente.

1.3. El Hidrógeno como Vector Energético

Los combustibles fósiles o las energías solar, hidráulica o eólica son fuentes de energía primaria. En cambio, el hidrógeno se considera un vector energético, como la electricidad, es decir un medio para almacenar y transportar energía.

El hidrógeno como vector energético es versátil y con múltiples aplicaciones. Su uso no genera partículas, óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno, ni tampoco ozono troposférico, pero sí puede generar emisiones significativas, en especial de CO₂.

Es por esto que resulta importante aplicar los principios de economía circular en su generación. Para ello es necesario realizar un inventario exhaustivo desde la etapa inicial de obtención de materiales y componentes utilizados hasta su recuperación.

La forma en cómo se puede producir comercialmente este vector energético es mediante distintos procesos.

De ellos, el más común y económico es el reformado con vapor que implica una reacción entre el gas natural (metano) con vapor de agua para liberar el hidrógeno. Al contener carbono el gas natural, se producen emisiones de CO₂.

En el caso de emplear biomasa como materia prima, las emisiones se consideran neutras, ya que de otra forma también se liberarán a la atmósfera.

Así, la única fuente de hidrógeno inagotable y libre de emisiones de gases de efecto invernadero es el agua.

En base al origen del hidrógeno se le da distinta denominación. De este modo, tenemos que el hidrógeno gris es el que se obtiene a partir de combustibles fósiles (gas natural) y emite CO₂.

El hidrógeno azul tendría su origen también a partir de combustibles fósiles, pero las emisiones de CO₂ se gestionan mediante el uso de tecnologías de capturas/secuestro u otras formas de compensación.

Y es el hidrógeno verde el que se obtiene a partir del agua, empleando para ello electricidad renovable, aunque también a partir de otras fuentes como la biomasa.

La mayor parte del hidrógeno que se consume actualmente en el mundo es el gris, lo que está suponiendo una emisión anual de 830 Mt de CO₂.

Para poder alcanzar los objetivos marcados de descarbonización, habrá que hacer una transición desde este hidrógeno gris al azul (neutro en carbono), y del azul al verde (renovable y libre de emisiones), impulsando el desarrollo de la tecnología necesaria, ya que podría ser un combustible sostenible capaz de sustituir a los combustibles fósiles en aquellos sectores difíciles de descarbonizar.

1.3.1. Producción de Hidrógeno Verde

En la actualidad, casi un 15% del hidrógeno producido el mundo se obtiene mediante proceso de electrólisis. Este bajo porcentaje se debe a que la producción de gas natural es más barata, por lo que en ciertas ocasiones resulta más rentable que la producción de hidrógeno. Sin embargo, en algunos países, el descenso del coste de energía eléctrica producida a partir de fuentes renovables junto que los últimos avances y el aumento de eficiencia de los electrolizadores, se ha logrado que el hidrógeno limpio o verde sea cada vez atractivo, desde las perspectivas ambientales, tecnológicas y económicas.

Así, las alternativas más viables y no contaminantes de producción de hidrógeno son por medio del uso de energías renovables, ya sea eólica o fotovoltaica.

El proceso productivo se basa, primeramente, en la alimentación energética de equipos electrolizadores por medio de fuentes renovables, los cuales por medio de conducción de electricidad sobre el agua permite la separación de las moléculas de Oxígeno e Hidrógeno.

Esta forma de producción se compone de un sistema integrado, le cual se encuentra compuesto principalmente por los siguientes elementos:

- Aerogenerador: Pudiendo ser también un conjunto que conforme un parque eólico, se trata del sistema encargado de convertir la energía cinética del viento en energía eléctrica.
- Electrolizador: Equipo que produce hidrógeno a través del electrólisis del agua.
- Almacén de hidrógeno: Depósitos generalmente a alta presión encargados de almacenar el hidrógeno producido previamente en el electrolizador.
- Pila de combustible: En algunos casos, y como paso final, una pila de combustible será la encargada de producir energía eléctrica a partir del hidrógeno almacenado en el dispositivo de almacenamiento. También puede emplearse un generador basado en un motor o turbina.

El empleo de energía generada por turbinas eólicas para llevar a cabo la electrólisis se dibuja como una de las mejores opciones para poder producir hidrógeno sin emisiones de Gases de Efecto Invernadero (Fig. 6). Este dúo eólico-hidrógeno se enfrenta al reto de optimizar la integración de los sistemas de doble generación (turbina y electrolizador) y almacenamiento.

Además, debemos recordar que esta tecnología de almacenamiento presenta la ventaja de que el hidrógeno no sólo puede ser empleado para producir energía eléctrica, sino que también se puede destinar a otras aplicaciones, como el transporte o la industria.

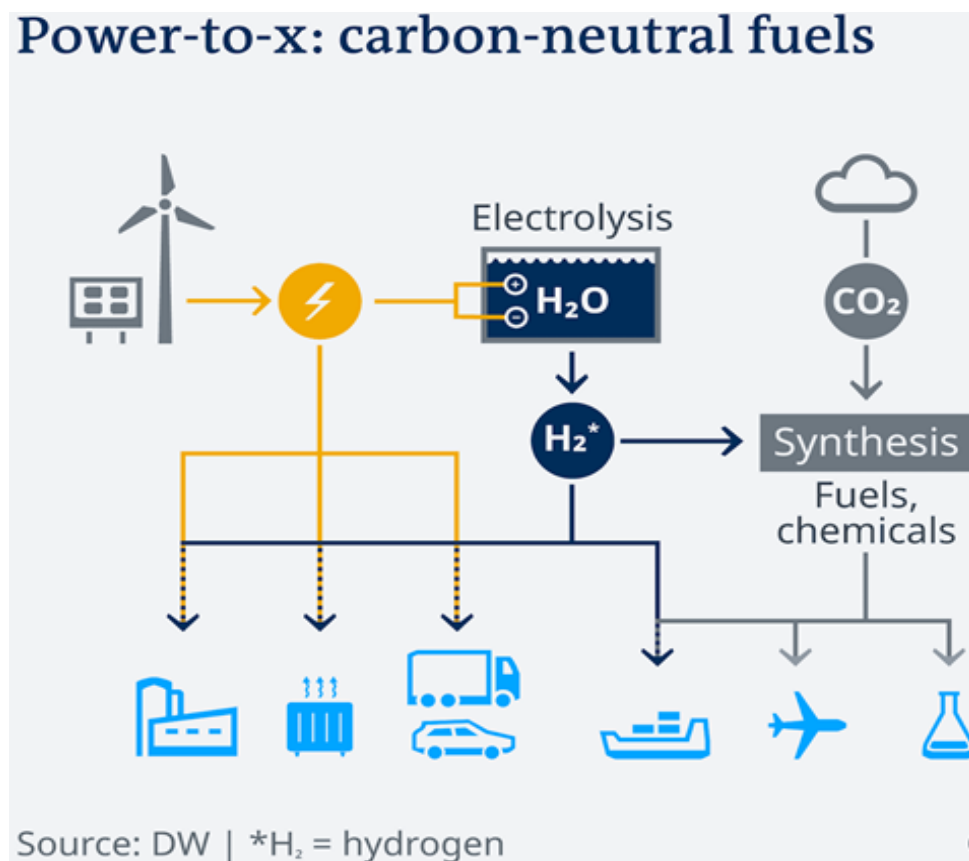


Fig. 6 – Producción de Hidrógeno verde por electrólisis.

1.3.2. El Hidrógeno como combustible generador de Energía

El hidrógeno es un combustible limpio. Cuando se consume en una celda de combustible, solo produce agua. Se puede emplear para almacenar, transportar y proporcionar energía. El hidrógeno se puede producir a partir de una variedad de recursos energéticos, como gas natural, energía nuclear, biomasa, energía eólica y energía fotovoltaica. Estas cualidades convierten al hidrógeno en combustible atractivo para aplicaciones de transporte y generación de electricidad. Se puede usar en industrias, viviendas, almacenamiento de energía o movilidad sostenible.

El hidrógeno reúne todas las cualidades como gas combustible, para ser utilizado en la alimentación a Turbinas de gas adaptadas, en centrales termoeléctricas generadoras de electricidad para satisfacer una población.

De esta manera, es posible obtener energía eléctrica de una manera limpia, efectiva y amigable con nuestro medio ambiente.

Capítulo 2: “Propuesta de Mejora en Turbina LM-2500”

2.1. Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios Públicos de la Ciudad de Río Grande L.T.D.A.

La Cooperativa Eléctrica de Río Grande es la empresa concesionaria del Servicio de Distribución Eléctrica en la ciudad de Río Grande y sus alrededores. Es el único generador energético en la zona y debido a su condición nacional de sistema eléctrico aislado, aporta toda la energía que requiere la demanda en esta localidad, la cual es principalmente industrial (más del 50% del total).

Por esta razón, cualquier déficit en la generación obstaculiza el desarrollo y crecimiento económico y social de una parte importante de la provincia. Por ende, al no existir alternativas de abastecimiento, la Cooperativa prioriza la continuidad del servicio eléctrico por sobre la eficiencia del despacho. Es importante tener en cuenta esta condición particular para el análisis, ya que no es común en el resto del MEM nacional.

A su vez, otras particularidades tales como la lejanía de los centros tecnológicos, el clima extremo y la condición de sistema aislado ya comentada, hacen que la Cooperativa tienda a evitar la dependencia de los proveedores de tecnología, formando a su personal para atender todos los mantenimientos y reparaciones que puedan realizarse en campo y no necesiten la participación de técnicos externos. Prefiriendo la actuación directa en la instalación de los equipos de generación y las líneas y subestaciones de distribución, a los proyectos llave en mano, de manera de facilitar la adquisición del “Know How” imprescindible para asegurar la atención de este equipamiento y reducir la dependencia y por consiguiente los tiempos fuera de servicio.

2.1.1. Equipos de Generación Instalados

En la actualidad, esta institución cuenta con la instalación de siete (7) equipos de generación eléctrica, de los cuales sólo dos (2) operan en forma continua y abastecen la demanda energética de la ciudad en su totalidad (Fig.7).

Denominación	Marca / Tipo	Comb.	Potencia nominal	Potencia efectiva	Tensión	Fecha
Man 2	Man G8V 30/45 ATDG	Diesel	1000	750	13200	1981
Onan	Cummins / Sullair	Diesel	1200	1200	400	2006
TG 1	Fiat TG 16	Gas	17600	16000	13200	1987
TG 2	Fiat TG 16	Gas	17600	15000	13200	1986
TG 3	LM 2500 GE	Gas	21960	20000	13200	1998
TG 4	LM 2500 + GE	Gas	29000	28800	13200	2012
Total			88360	81750		

Fig. 7. "Equipos de Generación en CERG"

Los equipamientos en funcionamiento efectivo son dos Turbinas de Gas General Electric modelo LM-2500 y LM-2500+, denominadas internamente por la cooperativa como TG3 y TG4, respectivamente. Ambas utilizan como combustible gas natural (metano) para la generación de energía eléctrica.

El modelo más actualizado de éstas es la LM-2500+ (TG4), la cual se incorporó al parque de generación en el año 2012. Se trata de una turbina de características muy versátiles ya que está preparada para trabajar eficientemente con mezclas de gases como, por ejemplo, metano e hidrógeno.

En cuanto a la LM-2500 (TG3), se trata de un modelo anterior a la mencionada y no posee la característica operativa de funcionamiento con combustible dual, aunque si presenta la posibilidad de realizar algunas modificaciones en el interior de la turbina que permitan un trabajo óptimo bajo esta condición.

2.1.2. Curva Despacho Eléctrico Mensual

La siguiente curva (Fig.8) pertenece a los registros operativos de la Cooperativa Eléctrica Río Grande, y la misma representa como ha ido aumentando la generación de energía medida en MWh mensual durante los últimos 20 años (2002 – 2022), lo cual está estrechamente relacionado al incremento demanda eléctrica de la población.

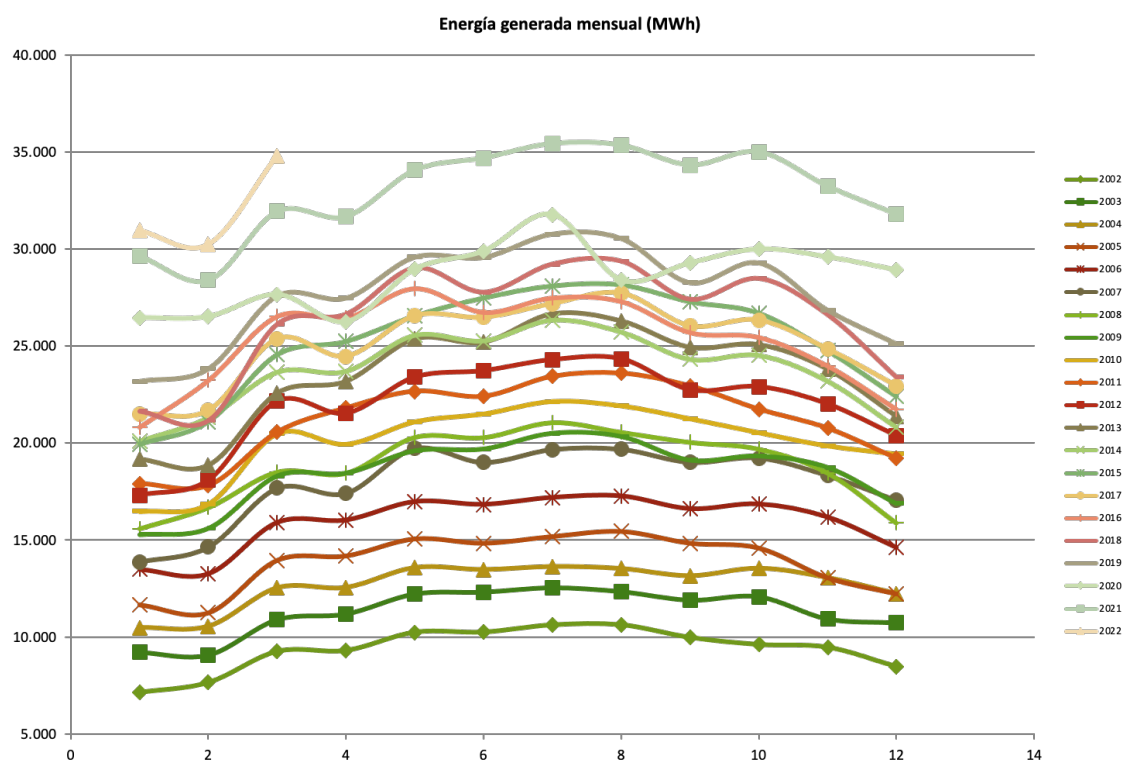


Fig. 8 – Energía generada durante los últimos 20 años.

2.1.3. Curva Gas Natural Consumido Mensual para la Generación de Energía Eléctrica

La siguiente gráfica (Fig.9) se corresponde con la anteriormente presentada y representa el incremento de consumo de gas natural en las turbinas de la Cooperativa Eléctrica para la generación de energía eléctrica. De esta manera, se informa en unidades de m³ consumido correspondiente a las últimas dos décadas (2002 – 2022).

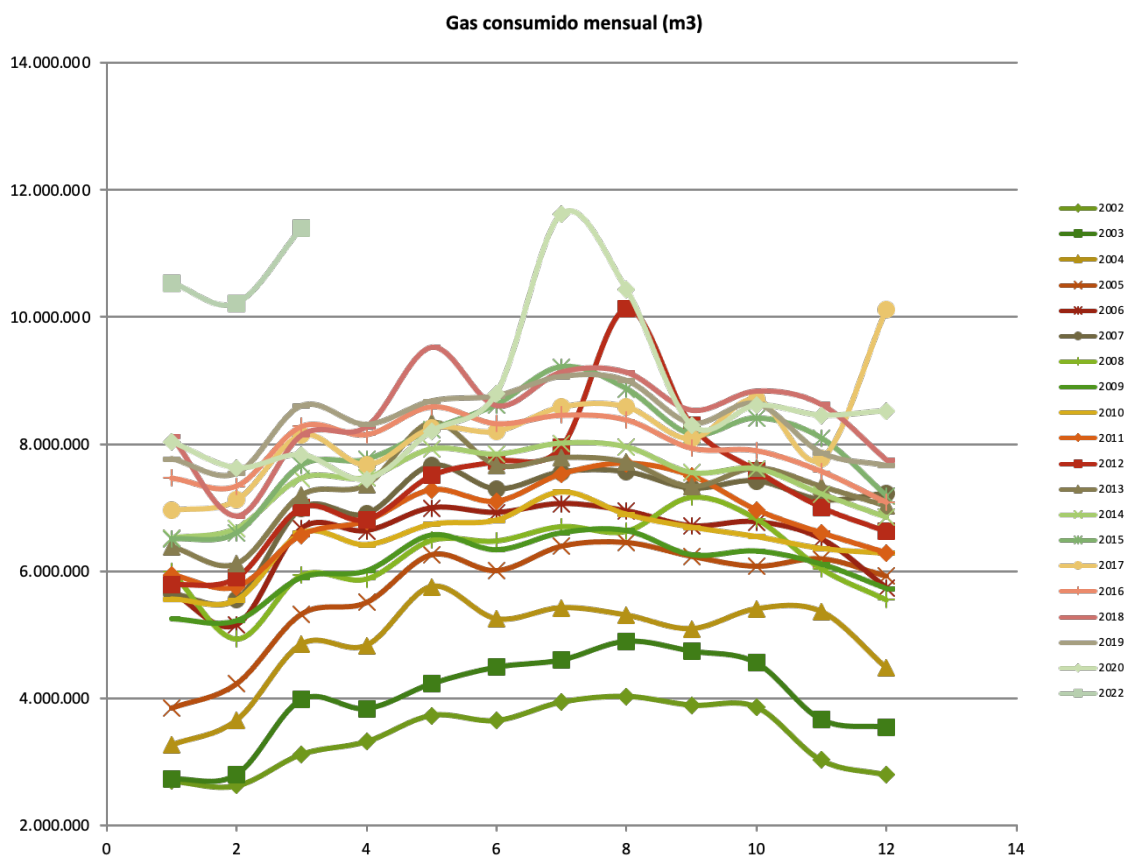


Fig. 9 – Incremento de gas en las turbinas de la cooperativa eléctrica.

2.2. Propuesta de Mejora en Turbina de Gas

Mencionado, todo lo anterior, respecto a la particularidad de nuestra ciudad donde la Cooperativa prioriza la continuidad del servicio eléctrico por sobre la eficiencia del despacho, hemos estudiado una posibilidad de mejora y solución para obtener mayor eficiencia en una de las turbinas de la Cooperativa y, por medio de esta propuesta, también contribuir al cuidado al medio ambiente.

2.2.1. Fundamentos de nuestra propuesta de mejora

Como futuras ingenieras, somos conscientes que nuestras principales competencias están enfocadas en el desarrollo innovador de nuevas tecnologías que puedan brindar una mejor calidad de vida al hombre.

Así mismo, consideramos que esta mejora en la calidad de vida también implica tener la habilidad de poder idear y aportar soluciones que contengan un compromiso genuino con el cuidado y conservación de nuestro medioambiente para las generaciones presentes y futuras.

Por ello, frente a la crisis climática generada por el aumento de la temperatura global, somos sensatas que nuestra contribución resulta indispensable al momento de buscar nuevas alternativas de producción y consumo alineadas con objetivos de nuevos paradigmas tecno-productivos sostenibles, que permita encontrar los caminos para el desarrollo e implementación de una matriz energética más limpia, eficiente y segura.

Centradas en nuestra ciudad, nos propusimos observarla con una mirada crítica-constructiva que nos permitiese detectar los diferentes recursos con los que contamos a diario. A partir de ello, nos enfocamos en el objetivo de buscar nuevas alternativas del aprovechamiento

de estos, ideando su acoplamiento en procesos productivos de energía más amigables con el planeta.

La compañía de suministro eléctrico de esta ciudad, Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios Públicos LDTA, cuenta con un parque de generación que permite clasificarla como una central térmica, ya que está conformada por turbinas de gas para garantizar el despacho eléctrico conforme la demanda diaria.

Esta Central Térmica o Termoeléctrica, utiliza como combustible el gas natural y transforma su energía química en energía eléctrica, por medio de una turbina de gas que se encuentra acoplada a un generador eléctrico. El funcionamiento de una turbina de gas se basa en un proceso termodinámico que involucra la compresión, la combustión y la expansión de gases calientes. El proceso comienza con el compresor, que succiona el aire del entorno para comprimirlo, y a medida que el aire pasa a través de las etapas de compresión, los alabes del rotor y el estator reducen su volumen aumentando su presión. Después de la compresión, el aire altamente comprimido y de alta presión se dirige hacia la cámara de combustión, donde se también se introduce el combustible (gas natural, en nuestro caso). Cuando se mezcla el aire comprimido con el gas, se enciende una chispa generando una llama y produciendo gases calientes a alta presión. Estos gases calientes y su alta presión son dirigidos a la turbina, donde ejercen una fuerza sobre ellos haciendo que el rotor y el eje comiencen a girar a alta velocidad. Este movimiento rotativo del rotor de la turbina se utiliza para accionar el generador eléctrico acoplado, logrando así convertir la energía mecánica del eje de la turbina en energía eléctrica utilizable para la población.

Debido a que se lleva a cabo una combustión en la generación eléctrica, esto provoca la emisión de gases que son perjudiciales para nuestro medio ambiente, como lo es el CO₂.

Bologna, Maria L.- Carcamo C. Angelica M. – Galichini, Iara M.

Desde el punto de vista ambiental, se generan dos problemáticas que nos preocupan. La primera, está ligada a la emisión permanente de gases nocivos; mientras que la segunda, se centra en la explotación de combustibles fósiles no renovables para ser utilizado durante el proceso, como lo es el gas natural.

2.2.2. Utilización del Hidrógeno como Combustible para la generación de Energía Eléctrica

Partiendo de lo expuesto, solicitamos información técnica-operativa de las turbinas que operan de manera permanente en la compañía eléctrica y luego del estudio de las mismas, nos centramos puntualmente en la Turbina General Electric modelo LM-2500 (denominada internamente como TG3) con el fin de buscar e idear una nueva alternativa de inyección de algún combustible que reduzca, tanto la emisión de gases nocivos como el consumo de gas natural.

Planteamos como propuesta de mejora, la utilización parcial de gas hidrógeno (70% de la alimentación de entrada a la turbina) en horarios que la demanda eléctrica diaria aumenta en la ciudad: entre las 18 y las 22 hs. Esta selección horaria, se debe a que, durante estas horas existe un mayor consumo de gas natural para la generación de energía eléctrica y, por ende, altos índices de emisión de gases desde la turbina al ambiente.

Se proyecta la producción de gas hidrógeno a partir de un equipo electrolizador, el cual será alimentado energéticamente por medio de un aerogenerador, que también es propiedad de la Cooperativa Eléctrica, y será conectado a la red de Media Tensión de la ciudad.

De esta manera, se lograría obtener y utilizar un gas hidrógeno totalmente libre de emisiones perjudiciales para el ambiente, ya que su producción proviene de una fuente renovable, como lo es el viento. Proceso mejor conocido como gas hidrógeno verde.

Capítulo 3: “Equipos y Accesorios. Localización”

El presente proyecto de producción de gas hidrógeno verde propone que la alimentación eléctrica a los equipos sea a partir del aprovechamiento de la fuente de energía renovable del viento, tan característico y favorable en la ciudad.

Se iniciará este capítulo detallando las características técnicas-operativas de los equipos seleccionados, y por consiguiente se presentará la propuesta de localización espacial de cada uno de ellos según corresponda su aplicación dentro del proceso propuesto.

3.1. Equipo Electrolizador

Como hemos visto en los primeros capítulos, la molécula de agua está formada por dos átomos de hidrógeno enlazados químicamente a uno de oxígeno. Dichas partículas se mantienen unidas gracias a una energía que permite la fuerza de enlace. Si a dichas partículas se les aplica una cierta cantidad de energía, en forma de corriente continua, superior a esa energía de enlace de la molécula, esta quedará dividida en los átomos que la componen (hidrógeno y oxígeno en forma gaseosa). Este proceso se denomina electrólisis del agua y es un método de producción de hidrógeno verde ya que al no haber carbono en las reacciones del proceso, este queda libre de la emisión de óxidos de carbono.

El electrolizador es el equipo donde se produce el proceso de electrólisis y está formado principalmente por los electrodos, el electrolito y la membrana de intercambio (Fig.10).

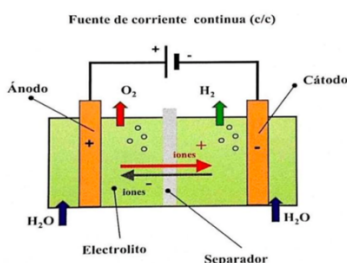


Fig 10. ‘Funcionamiento de un Electrolizador’

Los electrodos están formados por el cátodo y el ánodo (electrodos negativo y positivo, respectivamente), fabricados por materiales conductores y se encuentran sumergidos en el electrolito. El electrolito es la solución acuosa que se quiere descomponer y sirve de conexión entre los dos electrodos. Como el agua no es muy buen conductor de la electricidad se le suele añadir un soluto como sales (KOH, NaOH o NaCl) para tener una mejor conductividad. La membrana o separador debe ser dieléctrica, esto quiere decir, que tiene que permitir el paso de los iones de un electrodo a otro, pero no el flujo de electrones y además tiene que impedir que los gases resultantes se vuelvan a combinar.

Existen dos tecnologías comerciales para la producción de hidrógeno mediante electrólisis:

- Los electrolizadores alcalinos: son la tecnología más madura siendo, además, los más empleados para la producción de hidrógeno a gran escala.
- Electrolizadores de membrana polimérica (PEM): a diferencia de los electrolizadores anteriores, no requieren de un electrolito líquido por lo que se reduce el mantenimiento del electrolizador, así como sus gastos asociados. Son ideales para aplicaciones a pequeña o mediana escala, tales como la producción de hidrógeno a partir de fuentes de energía renovable, y para sistemas distribuidos. Esta tecnología tiene una mayor capacidad de respuesta ante fluctuaciones de energía eléctrica a diferencia de la alcalina. Además, permite trabajar a mayores densidades de corriente, obteniéndose un hidrógeno más puro. El rendimiento de un electrolizador PEM es mayor que uno alcalino, sin embargo, su inconveniente es su coste que es casi el doble.

3.1.1. Selección del Electrolizador

Para la selección del electrolizador, se debió determinar previamente la cantidad de gas hidrógeno que requeríamos producir para garantizar un abastecimiento parcial del 70%, en la turbina TG3 durante horarios de alta demanda energética (Fig. 11).

Recurrimos al portal on-line de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMESSA), para obtener información confiable de las Curvas de Demanda Energética Diaria correspondiente a la zona de la Patagonia. Si bien, nuestra provincia no se encuentra conectada de forma física al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), fue posible extraer de este portal registros y estimaciones típicas y certeras referentes a la demanda eléctrica diaria.

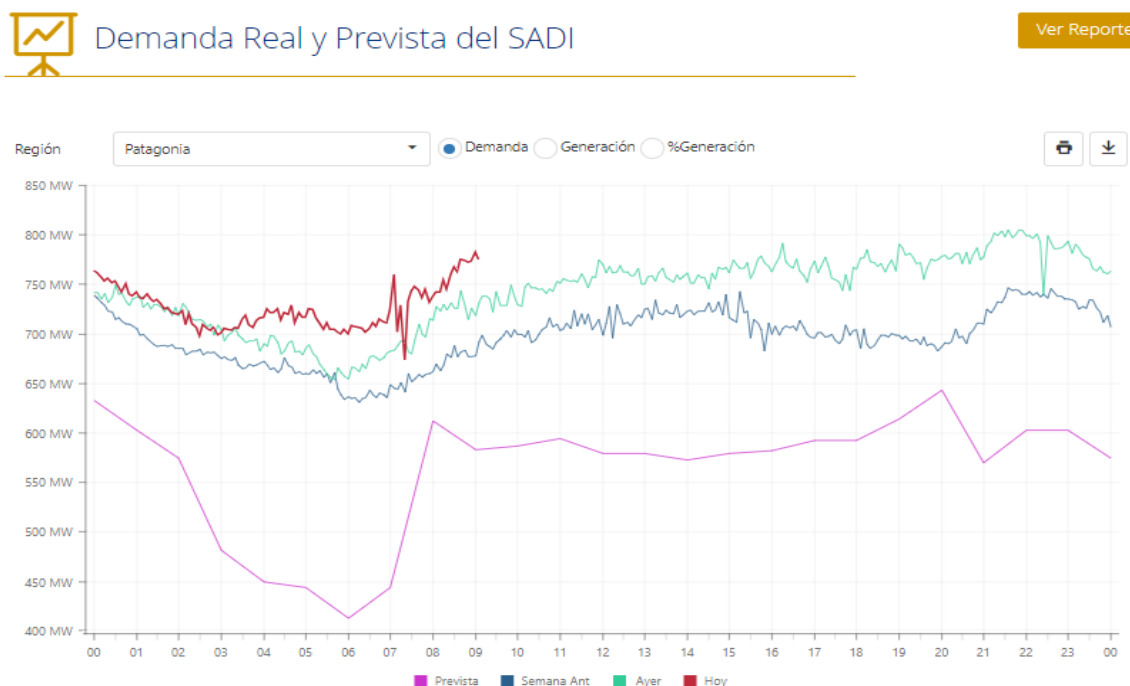


Fig 11. "Curva de Demanda Diaria"

En la curva extraída, se pudo observar que los mayores picos de demandas de energía se presentan en el horario comprendido entre las 18 y las 22 horas aproximadamente, lo cual parece lógico, ya que es un horario en el que la mayoría de la población se encuentra en sus domicilios.

Por consiguiente, a partir de esta información y de planillas compartidas por la Cooperativa, se realizaron cálculos promedios de todos los días 15 de cada mes (primer semestre de 2023) referentes al consumo de gas natural en la Turbina TG3 en los horarios de alta demanda referenciados por CAMESA (Fig.12).

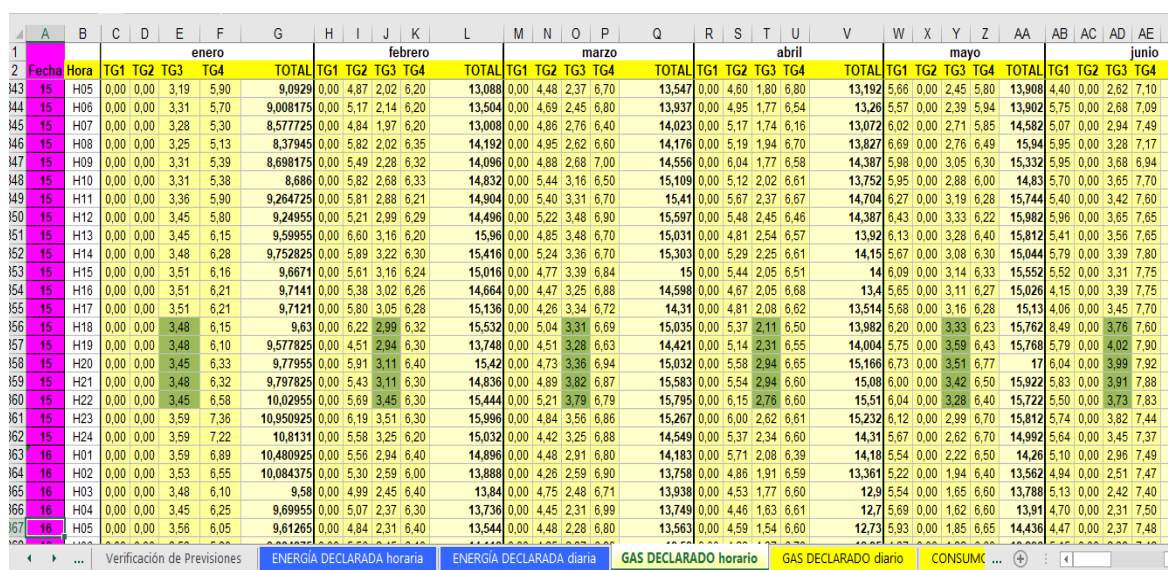


Fig 12. "Consumo de gas natural – CERG"

De la presente se hace una extracción del consumo de gas natural de la TG3 correspondiente al día y horario establecido anteriormente (Tabla 1). Se confecciona la siguiente tabla:

Horario	15-Ene [dam ³]	15-Feb [dam ³]	15-Mar [dam ³]	15-Abr [dam ³]	15-May [dam ³]	15-Jun [dam ³]	Promedios 1er Semestre 2023
18	3,48	2,99	3,31	2,11	3,33	3,76	
19	3,48	2,94	3,28	2,31	3,59	4,02	

20	3,45	3,11	3,36	2,94	3,51	3,99	
21	3,48	3,11	3,82	2,94	3,42	3,91	
22	3,45	3,45	3,79	2,76	3,28	3,73	
Promedio por hora	3,47	3,12	3,51	2,61	3,43	3,88	3.340 m³/h
Suma Mensual	17,34	15,6	17,56	13,06	17,13	19,41	16.680 m³/mes

Tabla 1. "Promedios"

Utilizando los promedios por hora del consumo de gas durante el primer semestre 2023 de la turbina TG3, podemos determinar la cantidad de hidrógeno que debemos producir para abastecer parcialmente al total de combustible inyectado (70% H₂ + 30 CH₄, gas natural), en la franja horaria de mayor demanda.

A continuación, se presenta la Fig. 13 sobre características generales del hidrógeno, las cuales permitirán realizar algunos cálculos para la producción de hidrógeno.

DENSIDAD	0,0899 kg/Nm ³ (gas)
PODER CALORIFICO INFERIOR	120 Mj/kg
PODER CALORÍFICO SUPERIOR	141,86 MJ/kg
LÍMITES DE EXPLOSIÓN	4,0 – 75,0 % (concentración de H ₂ en aire)
LÍMITES DE DETONACIÓN	18,3 – 59,0 % (concentración de H ₂ en aire)
CAPACIDAD CALORÍFICA ESPECÍFICA	Cp=14,199 KJ/ (kg K) Cv=10,074 KJ/ (kg K)
COEFICIENTE DE DIFUSIÓN	0,61 cm ² /s

Fig. 13 – Características del hidrógeno.

Por medio de la densidad, determinamos el flujo másico de hidrógeno a producir a partir del flujo volumétrico:

Bologna, Maria L.- Carcamo C. Angelica M. – Galichini, Iara M.

$$\text{Caudal Másico de gas natural, } CH_4 = 3.340 \frac{m^3}{h} \cdot 0,0899 \frac{kg}{Nm^3}$$

$$\text{Caudal Másico de gas natural, } CH_4 = 300,27 \frac{kg}{h}$$

Debido que el abastecimiento a la turbina será de un 70%, del flujo másico obtenido, calculamos la proporción de hidrógeno a producir por hora:

$$\text{Caudal Másico de } H_2 = 300,27 \frac{kg}{h} \cdot 0,70 = 210 \text{ kg/h}$$

Si consideramos sólo las 5 horas que debemos garantizar el aporte de gas hidrógeno a la TG3, podemos determinar la cantidad de este que debemos producir por día:

$$\text{Producción Másica de } H_2 \text{ por día} = 210,19 \frac{kg}{h} \cdot 5 \text{ h} = 1050,95 \text{ kg/día}$$

$$\text{Producción Volumétrica de } H_2 \text{ por día} = 1050,95 \frac{kg}{\text{día}} / 0,0899 \frac{kg}{Nm^3}$$

$$\text{Producción Volumétrica de } H_2 \text{ por día} = 11690,21 \frac{Nm^3}{\text{día}}$$

Conocida la producción de gas hidrógeno que deberíamos proveer a diario a la TG3 de la Cooperativa, estamos en condiciones de buscar en el mercado el equipo electrolizador que se ajuste a nuestros requerimientos.

3.1.2. Especificaciones técnicas del Electrolizador seleccionado

El modelo de electrolizador seleccionado es el “*Electrolizador Hylyzer-500 de la marca Hydrogenics*” (Fig.14).

La empresa internacional Hydrogenics es líder en el diseño, fabricación, construcción e instalación de sistemas de hidrógeno industriales y comerciales en todo el mundo, con más de 70 años de experiencia. El Hylyzer-500 posee un máximo flujo de hidrógeno nominal de 500

Nm³/h (1.080 kg/día) (Fig.15)(Fig.16). Con el electrolizador HyLYZER-500 se podrían alcanzar las 350 toneladas de hidrógeno al año.

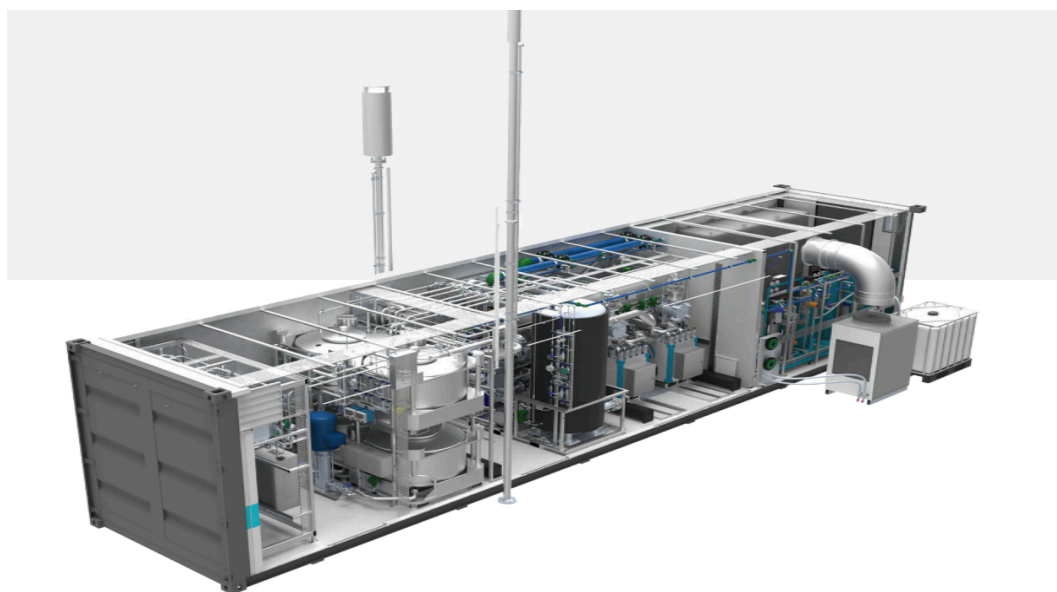


Fig 14. “Electrolizador Hylyzer-500 de la marca Hydrogenics”.

FEATURES

	HyLYZER® - 400	HyLYZER® - 500
Technology	PEM water electrolysis	
Hydrogen production	400 Nm ³ /h (862 kg/day)	500 Nm ³ /h (1080 kg/day)
H ₂ delivery pressure	30 bar _g (435 psig) without a compressor	
H ₂ quality max impurities	99.998% O ₂ < 2 ppm, N ₂ < 12 ppm (higher purities optional); Atm. Dew point: -75°C	

Fig 15. “Tabla Especificaciones Técnicas fabricante”

TECHNICAL SPECIFICATIONS

	HyLYZER® - 400	HyLYZER® - 500
Operating range	5-100%	
DC power consumption at stack	40 to 48 kWh/kg (3.6 to 4.3 kWh/Nm ³)	
System specific consumption*	≤ 54 kWh/kg	
Utilities required to operate the plant	Electrical power, potable water, nitrogen for purging requirements	
Rectifier specifications	6 to 36kV± 10% - 50/60 Hz - 3.2 MVA 97% efficiency	
Auxiliary installed power	125 kVA	
Potable water consumption	Scope of supply includes a water treatment plant with reverse osmosis that requires 1.2 to 1.5 L/Nm ³ [13 to 17 L/kg of H ₂] to produce 0.8 L/Nm ³ of demin water for the electrolysis process	
Total footprint (including maintenance area)	18 m x 11 m (~ 198 m ²)	
Product setup	Outdoor (2x 40ft ISO container)	
Installation environment	Outdoors -20°C to 40°C / -4°F to 104°F	

*System specific consumption considers: the standard scope of supply (refer to BOS and BOP tables); 100% Load capacity; Beginning Of Life; 1% increase per annum (at ≥8500 hours operation)

Fig 16. "Tabla Especificaciones Técnicas fabricante"

Se realiza una traducción técnica (Tabla 2) de esta información, para mayor entendimiento de los datos aportados por el fabricante:

Marca	Hydrogenics	Modelo	HyLYZER-500
PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO		Nro. de pilas	2
Mínimo flujo nominal	25 Nm ³ /h	Tecnología	
Máximo flujo nominal	500 Nm ³ /h	PEM	
Mínimo flujo nominal	54 kg/día	Presión del H ₂ a la salida	30 bar
Máximo flujo nominal	1.080 kg/día	Pureza del H ₂	99%
Rango de flujo del hidrogeno		Consumo de H ₂ O	
40-100% (25 - 100% opcional)		1 - 2 litros/ Nm ³ H ₂	
Características Eléctricas		Dimensiones	

Consumo de energía :	4,3 kWh/Nm ³	Altura	2.895 m
Potencia Instalada	<100 kW	Ancho	4.894 m
Voltaje	400 VAC +- 10%	Largo	6.105 m

Tabla 2 – Resumen de especificaciones técnicas.

3.2. Equipo Compresor

Como se informa en las especificaciones técnicas del Electrolizador HyLYZER-500, la presión de salida es de 30 bar, la cual se debe elevar para cumplir con los valores permitidos de transporte y almacenamiento de gas hidrógeno.

Por ello, para lograr comprimir y almacenar el H₂ gaseoso hasta los 200-450 bar, será necesario añadir al nuestro sistema un equipo compresor conforme a los requerimientos operativos de producción diaria.

3.2.1. Selección del Compresor

El compresor seleccionado será de la marca Hiperbaric, perteneciente a una empresa fundada en 1999 y líder mundial especialista en equipos industriales de tecnologías de altas presiones. En sus últimas presentaciones del 2021, lanzaron una nueva línea de compresión de hidrógeno a muy alta presión.

Para cumplir con los requerimientos del sistema propuesto, se selecciona el equipo compresor modelo Hiperbaric 1KS 50 (Fig. 17), el cual permite comprimir el gas hasta valores de 500 bar (Fig.18).



Fig. 17 - compresor modelo Hiperbaric 1KS 50



Fig. 18 – Características del compresor

Se trata de un compresor hidráulico de pistón enfocado a la compresión de hidrógeno para estaciones de recarga (hidrogeneras) o de almacenamiento, con funcionamiento sin lubricación en los pistones para garantizar una máxima pureza del gas H₂, sin peligro de contaminación con el aceite que mueve al pistón. También, es un equipo que presenta gran eficiencia por el sistema de refrigeración que posee, permitiendo de esta manera un proceso semejante al de compresión isotérmica.

Bologna, Maria L.- Carcamo C. Angelica M. – Galichini, Iara M.

Su ciclo de compresión se lleva a cabo en dos etapas con refrigeración entre las mismas en la corriente de salida. Adicionalmente, el diseño especial de las camisas del compresor que están formadas por dos capas que tiene canales de refrigeración, permite extraer el calor muy cerca del foco donde se genera, incrementando la eficiencia del intercambio térmico y, por ende, el rendimiento y eficiencia del compresor.

Este compresor de hidrógeno seleccionado contempla toda la instrumentación necesaria y normada para garantizar un funcionamiento completo y seguro. Según datos aportados por el fabricante, el consumo del equipo es de 63 kW aproximadamente.

3.3. Tanque de Almacenamiento y Distribución de H₂ gaseoso

Una de las principales cuestiones que se deben asegurar, son las condiciones de almacenamiento y distribución de gas hidrógeno. Este puede ser almacenado y posteriormente transportado como gas comprimido a alta presión, inyectado a la red de transporte existente del gas natural, en hidruros metálicos o como líquido a bajas temperaturas.

En nuestro caso, se propone el almacenamiento parcial del hidrógeno producido diariamente, y en los momentos que se requiera, su inyección en la infraestructura existente de gas natural, cuyo gasoducto tiene un ingreso individual a las instalaciones de la Usina de la Cooperativa Eléctrica de la ciudad.

El almacenamiento de hidrógeno exige operaciones unitarias que permitan conservarlo con valores de presión muy alta, que en algunos casos se debe alcanzar los 1.000 bar. Por ello, los tanques que almacenen este gas deben estar especialmente preparados, ya que se requiere que puedan soportar grandes tensiones, así como un gran número de ciclos a fatiga por la carga y descarga del depósito. Debido al tamaño de las moléculas de hidrógeno, estas son capaces de

permear a través de distintos materiales lo cual debe ser tenido en cuenta a la hora del diseño de los tanques. Igualmente deben tenerse en cuenta los problemas de seguridad que puedan surgir ya sea por posibles fugas o en caso de accidentes.

Hasta el momento se han desarrollado cuatro tipos funcionales de tanques para el almacenamiento y transporte de hidrógeno, denominados tipo I, II, III y IV.

3.3.1. Selección del Tanque de Almacenamiento

El tanque de almacenamiento se encontrará fijo en un lugar, ya que el gas que alimentará parcialmente a la turbina TG3 será transportado e inyectado directamente a esta.

Debido que el recorrido del gas (desde su almacenamiento hasta el ingreso a la turbina) no será de extensa longitud, podemos considerar las pérdidas de carga y caídas de presión del fluido despreciables. Así mismo, se propone que el tanque de almacenamiento opere con valores entre los 250 – 300 bar debido a las características del sistema.

En el mercado podemos encontrar los tanques de almacenamiento de la marca “ariema” de fabricación española. Según los diferentes modelos que ofrecen, el depósito que más se ajusta a los requerimientos operativos son los del “Tipo II”.

Los tanques “ariema” Tipo II (Fig. 19), con forma de botella, en su interior están formados de acero, envuelto en una capa de fibras de vidrio o carbono que permite soportar mayores presiones, y reduciendo notablemente su peso. Estos operan con presiones máximas de almacenamiento que varía entre los 250 y 300 bar.



Fig. 19 – Tanques de hidrógeno.

3.4. Determinación de la energía requerida al Aerogenerador

El suministro eléctrico del sistema propuesto será a partir de un Equipo Aerogenerador, el cual deberá proporcionar la energía necesaria para alimentar principalmente el Electrolizador y el Compresor.

En cuanto al Electrolizador, se informa en las especificaciones técnicas del fabricante una determinada potencia requerida, la cual está dada por la siguiente fórmula:

$$W = V_{H_2} \cdot W_{esp}$$

Dónde: W : Potencia requerida por el electrolizador en [kW]

V_{H_2} : Flujo volumétrico de hidrógeno requerido en [Nm^3]

W_{esp} : Potencia específica del electrolizador en [kWh/Nm^3]

El Electrolizador seleccionado, HyLYZER-500, presenta un consumo de energía de 4,3 kWh/ Nm^3 . También se observan datos de la producción mínima (25 Nm^3/h) y máxima (500 Nm^3/h) de flujo volumétrico de gas hidrógeno que puede generar el equipo, lo cual nos permite determinar los límites de potencia requerida con las que opera el mismo.

$$W_{mín} = V_{mín_{H_2}} \cdot W_{esp} = 25 \frac{Nm^3}{h} \times 4,3 \frac{kWh}{Nm^3} = 107,5 kW$$

$$W_{máx} = V_{máx_{H_2}} \cdot W_{esp} = 500 \frac{Nm^3}{h} \times 4,3 \frac{kWh}{Nm^3} = 2.150 kW$$

La potencia máxima que tendrá que suministrar el aerogenerador al electrolizador será de 2,15 MW. Así mismo, a esta cantidad se le debe sumar la potencia consumida por el compresor (63 kW) y la energía consumida por otros equipos accesorios (enfriadora para mantener el gas

por debajo de los 40°C en el compresor, un sistema de venteo, instrumentación y control, etc.), los cuales garantizan una producción y almacenamiento óptimo de hidrógeno gaseoso.

Por lo tanto, en total el consumo no alcanza los 3 MW, por lo que el subsistema eólico debe ser capaz de suministrar esta cantidad de energía, incluso en momentos que el viento presente velocidades más bajas que la media.

3.4.1. Selección del Equipo Aerogenerador

La compañía eléctrica de la ciudad cuenta con un aerogenerador instalado, pero no funcionando actualmente. El mismo fue utilizado años atrás para estudios y análisis de factibilidad en proyectos eléctricos a partir del aprovechamiento de la fuente renovable del viento, tan característico y favorable en Río Grande.

De acuerdo con la información brindada, se evalúa que el aporte energético de este aerogenerador se ajusta adecuadamente a las finalidades de aplicación técnico-operativas del proyecto en cuestión.

3.4.2. Especificaciones Técnicas del Aerogenerador

El aerogenerador presente mencionado en el apartado anterior corresponde a la marca “Nordex” y modelo N155/4,5.

En la siguiente tabla 3 se detallan las especificaciones técnicas de este:

Operating Data	
Rated power	4,5-4,8 MW
Cut-in wind speed	3 m/s
Cut-out wind speed	25 m/s

Rotor Diameter	155 m
Swept area	18.869 m ²
Rated rotational speed	11 rpm
Tip speed	85,9 m/s para el modo 4,5 MW; 88,0 m/s para el modo 4,8 MW
Generator Voltage	600 V
Grid frequency	50/60 Hz

Tabla 3 – Especificaciones técnicas del aerogenerador.

Las curvas de potencia (Fig.20) de los aerogeneradores muestran los datos de la capacidad de potencia con relación a la velocidad del viento. Esta la curva de potencia del aerogenerador N155/4,5 corresponde para una densidad del aire de 1.175 kg/m³.

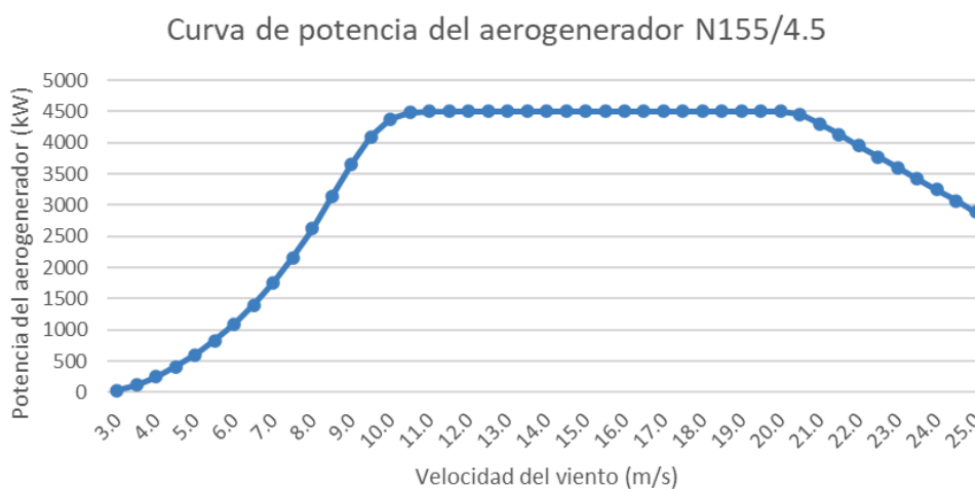


Fig. 20. "Curva de Potencia"

Como se puede observar en la misma, a partir de los 11 m/s el aerogenerador alcanza su potencia nominal de 4,5 MW y se mantiene hasta que se alcanza la velocidad de desconexión

que corresponde a 20,5 m/s. La velocidad de desconexión es la velocidad que el fabricante estima que la turbina puede estar en peligro debido a las fuertes rachas de viento. De la misma forma, la velocidad de conexión es la velocidad mínima a la que el aerogenerador comienza a operar (Fig.21).



Fig. 21. Aerogeneradores.

Por ello, considerando que la potencia requerida es aproximadamente 3 MW (electrolizador, compresor, entre otros) más la consideración de un exceso de potencia para cuando se requiera, este aerogenerador se ajusta satisfactoriamente al sistema propuesto.

3.5. Localización de los equipos a utilizar

En cuanto a la localización del proyecto presentado, podemos decir que no posee un solo punto de espacio físico donde se encuentren operando los diferentes equipos que conforman el sistema de producción de gas hidrógeno verde.

A continuación, se detalla la ubicación espacial donde operarán los equipos necesarios para la implementación de la propuesta de mejora.

3.5.1. Ubicación e instalaciones del Equipo Aerogenerador

El equipo aerogenerador a utilizar es propiedad de la Cooperativa Eléctrica y se encuentra ubicado en la zona del Cabo Domingo, a unos 14 km aproximadamente de la ciudad.



Fig. 22. Ubicación de los aerogeneradores.

El aprovechamiento de la energía suministrada por este equipo se logrará por medio de su conexión a la red de Media Tensión que pasa en cercanías del lugar, considerando que la

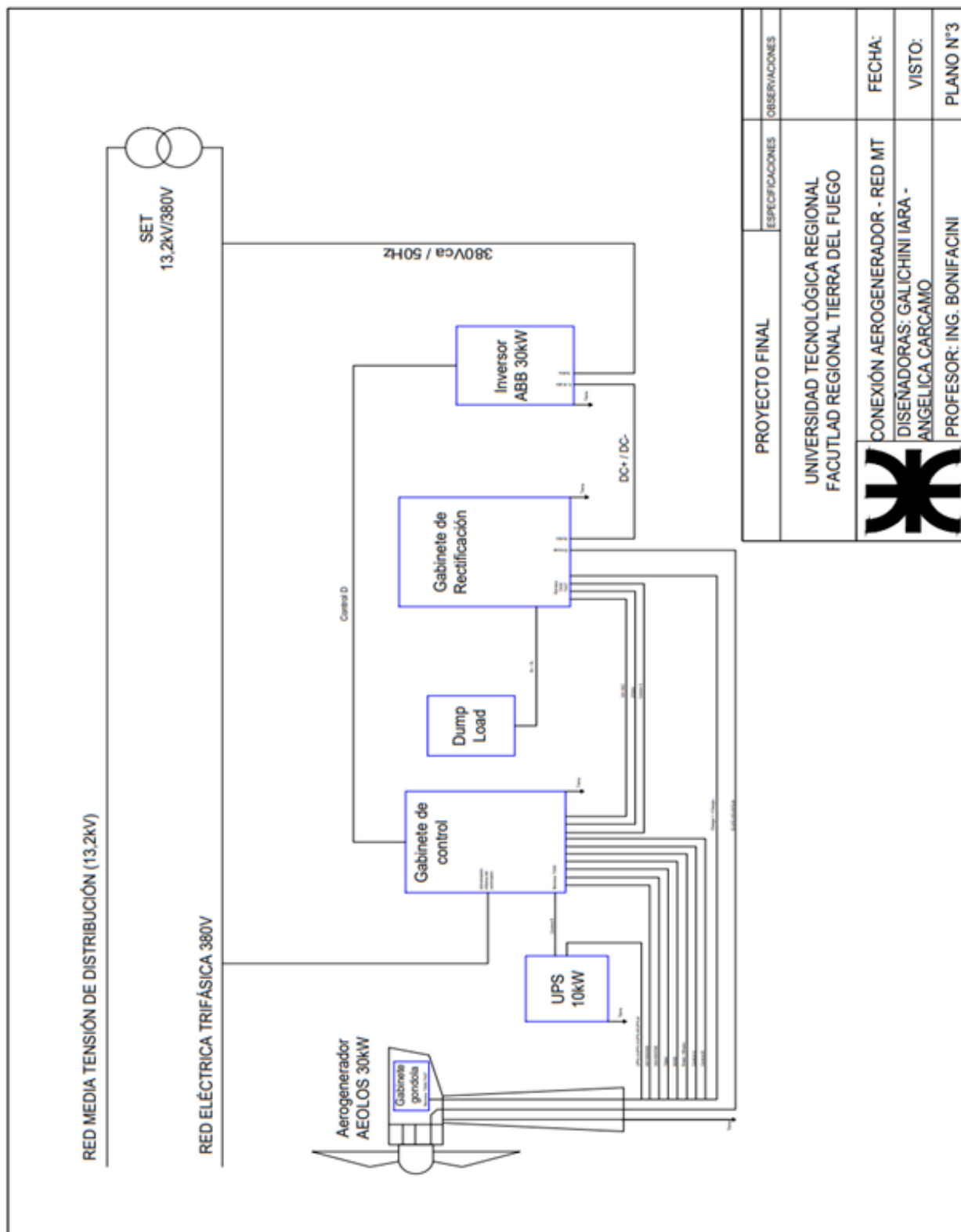
Bologna, Maria L.- Carcamo C. Angelica M. – Galichini, Iara M.

potencia del aerogenerador que sea inyectada a la red, será utilizada por el equipo electrolizador ubicado en el predio de la compañía de suministro eléctrico.

3.5.2. Sistema de Conexión Aerogenerador a la Red de Media Tensión

La red de Media Tensión que se utilizará para la conexión del aerogenerador es de 13,2 kV.

A continuación, se presenta diagrama de la conexión y el equipamiento necesario para lograr una óptima inyección energética en el sistema eléctrico de media tensión de la ciudad.



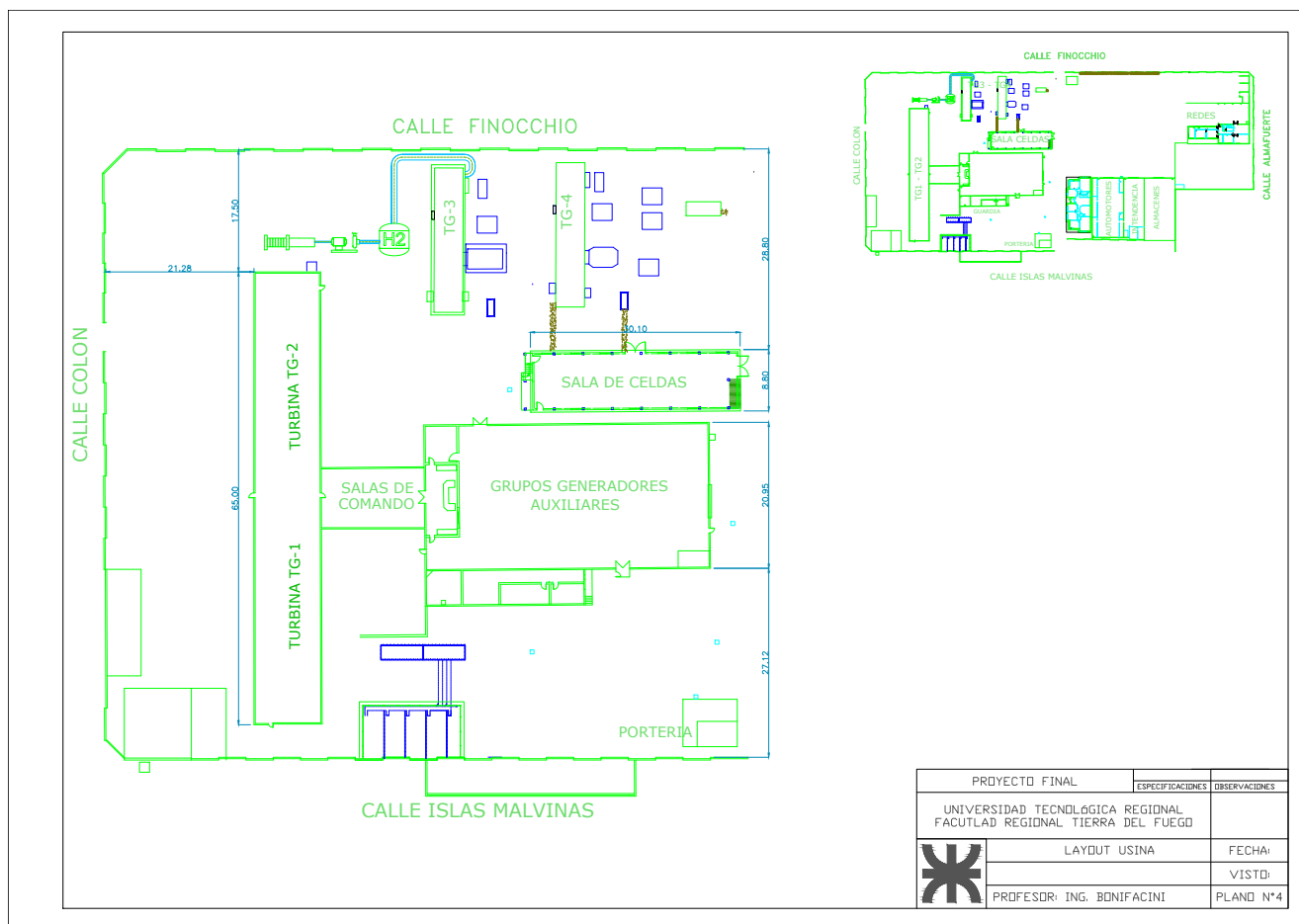
PLANO 1

Bologna, Maria L.- Carcamo C. Angelica M. – Galichini, Iara M.

3.5.3. Ubicación e Instalación de Electrolizador – Compresor – Tanque de Almacenamiento de gas hidrógeno

Se estima la instalación del equipo electrolizador en el interior del predio donde opera la central termoeléctrica de esta ciudad, ubicado en calle Islas Malvinas 1501.

Debido que el gas hidrógeno producido por el electrolizador será utilizado en un rango horario del día, se instalará juntamente con éste, un compresor que permita alcanzar los valores permitidos para la acumulación del gas en un tanque de almacenamiento correspondiente a las propiedades del hidrógeno gaseoso.

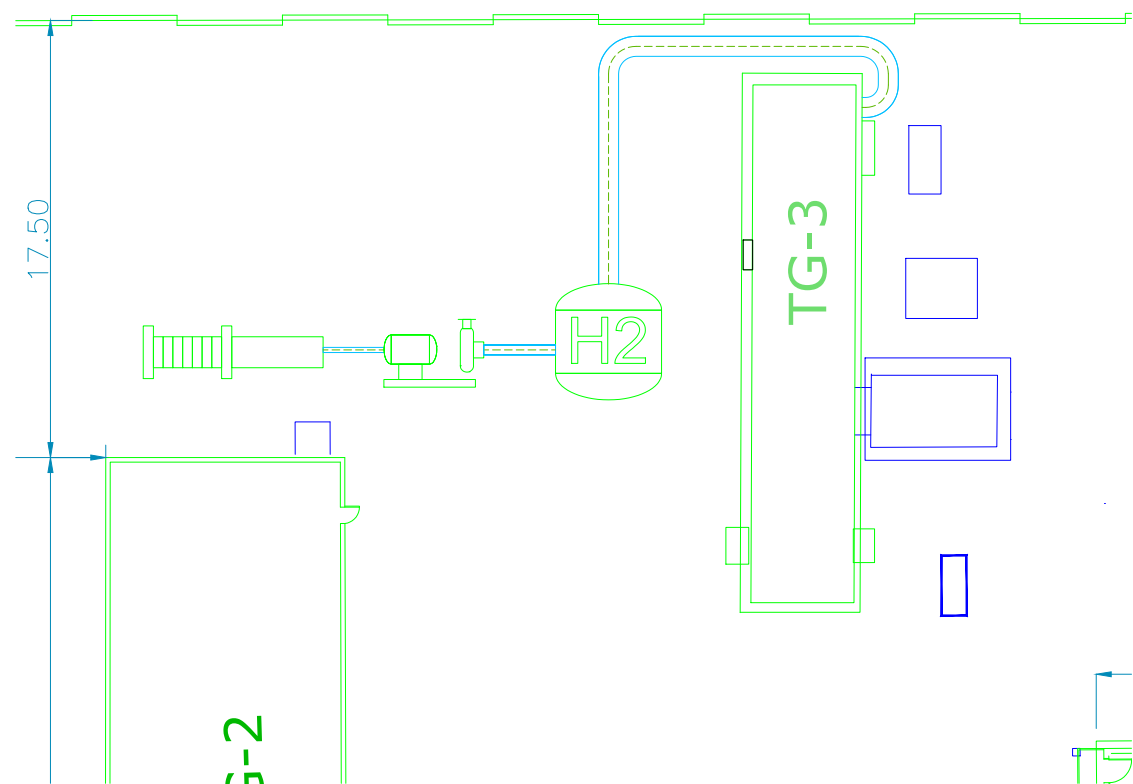


PLANO 2

Bologna, Maria L.- Carcamo C. Angelica M. – Galichini, Iara M.

El “Layout Usina” presentado anteriormente corresponde a las instalaciones de la Central Eléctrica y en el mismo se muestra la disposición de los equipos, zonas inmuebles y espacios libres con las que cuenta el predio.

A continuación, se presenta un recorte de este layout para poder especificar con mayor claridad el espacio donde se ubicará el equipo electrolizador y sus anexos (detallados en diagrama de flujo adjunto).



3.6. Accesorios y modificaciones adicionales del sistema

3.6.1. Mecanismo de Detección de Hidrógeno

Si bien, el desarrollo de tecnologías asociadas al hidrógeno son actividades favorables para nuestro medioambiente, estas presentan varios riesgos en su uso. Por ello, resulta vital dar importancia a la detección de gases cuando estos se fugan, así como la detección de incendios o nubes de gas ocasionadas por el escape inevitable de este gas combustible.

Cuando se habla de detección de gases, se hace referencia a la detección durante la formación de nubes de gas y su potencial ignición, las cuales han sido ocasionadas por una fuga de gas. Es entonces donde se intenta, después de la detección, mitigar tan rápido como sea posible la problemática que esto desencadenaría para asegurar que no se llega a los sucesos finales más peligrosos.

A la hora de detectar la formación de nubes de gas existen distintas herramientas como pueden ser los detectores de gas puntuales y de camino abierto ópticos, electroquímicos o catalíticos. Los cuales, al detectar la fuga, o bien avisan a los operarios de que se ha producido esta y la consecuente formación de nube de gas, o bien poseen mecanismos que activan la mitigación de sus efectos, como pueden ser los sistemas de ventilación o la parada del proceso que se esté realizando, por ejemplo.

Por lo tanto, se propone la instalación de equipos detectores de fuga de hidrógeno para evitar todo tipo de accidente de cualquier magnitud, considerando tanto la seguridad de los operarios como el espacio físico donde operará la planta.

Se recomienda la utilización de “Detectores de Gas de tipo Ultrasónico” que poseen gran sensibilidad y tienen la capacidad de identificar fácilmente fugas de gas con un índice de 100 g/s

en un radio circular de 20 metros. Los mismos podrán ser instalados en zonas estratégicas, tales como: techo de la instalación por encima de cada sistema de almacenamiento y compresor, debido a la volatilidad del hidrógeno.

También, se sugiere la colocación de “Detectores de Llama para Hidrógeno” con una sensibilidad de hasta 400 metros, necesarios por la peligrosidad de altos índices de inflamabilidad de este gas, y los cuales pueden estar dispuestos también en zonas aledañas a los detectores de fuga.

Capítulo 4: “Readaptaciones sobre TG3”

En los últimos años, el combustible de hidrógeno se ha vuelto una alternativa prometedora de obtener una combustión limpia tendiente a contribuir en el compromiso de descarbonización de nuestro medio ambiente.

Muchos fabricantes de turbinas de gas han buscado formas de modificar los equipos existentes para que estos puedan operar con mezclas de gases renovables (por ejemplo, hidrógeno verde, biogás, gas de síntesis) o hidrógeno puro, con fines de aplicar principalmente en motores de turbinas de gas estacionarios que generan electricidad.

La principal ventaja de ello es que no es necesario diseñar ni fabricar motores fundamentalmente nuevos para combustión con hidrógeno ya que basta con modificar la flota de la turbina de gas estacionario existente. También, la introducción de turbinas de gas de hidrógeno permite la posibilidad de utilizar equipos inactivos o infrautilizados, proporcionando un nuevo ciclo de vida.

Por ello, proponemos que la turbina TG3 podría operar en forma óptima y segura con la mezcla dual (gas natural-gas hidrógeno), si se llevan a cabo determinadas modificaciones físicas-materiales y el reemplazo algunos dispositivos electromecánicos en el interior de la turbina.

4.1. Aspectos técnicos y operativos generales de la Turbina LM-2500 Base

La turbina de gas LM-2500 Base (Fig. 23) consta de un generador a gas, turbina de gas y adaptador frontal de la flecha de acoplamiento de salida.

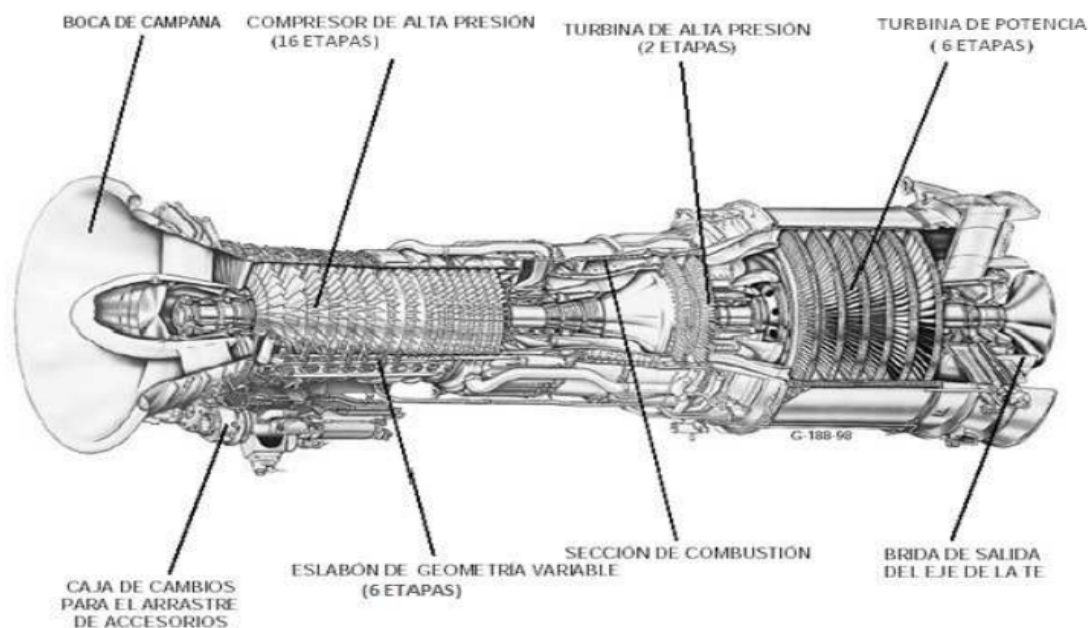


Fig. 23. Elementos de la turbina LM-2500 Base.

El generador de gas está compuesto por un ducto de entrada de aire, un compresor de alta presión de 16 pasos, una cámara de combustión tipo anual con dos (02) bujías de encendido y treinta (30) toberas que suministran el gas combustible, una turbina de alta presión de dos (02) pasos, un arnés de once (11) termopares de temperatura tipo T54, sensores de vibración y velocidad, un (01) sistema de impulsión de accesorios (caja de engranajes), separador de aire-aceite, motor de arranque y válvulas de control de combustible tipo GS-10. Este generador de gas funciona con una relación de compresión de 18:1.

Las paletas guía de entrada y las primeras seis etapas de las paletas del estator son variables. En ambas etapas de la Turbina de alta presión, las toberas y álabes están refrigerados por aire. Para aplicaciones industriales, las boquillas están recubiertas con CODEP y las palas están recubiertas con aluminuro de platino para mejorar la resistencia a la erosión, la corrosión y la oxidación.

La turbina de potencia de seis etapas opera a una velocidad nominal de 3600 rpm, lo que la hace ideal para un servicio de generación de 60 Hz. Alternativamente, se puede utilizar en servicio de 50 Hz sin necesidad de añadir un reductor de velocidad.

La LM-2500 Base también puede funcionar de manera eficiente en una curva de carga cúbica para aplicaciones de accionamiento mecánico. Esta turbina de gas además se ofrece con una clasificación ISO de 18 MW como un producto empaquetado integrado (Fig.24) llamado LM-2000 con una vida útil extendida de la sección caliente de la turbina de gas.

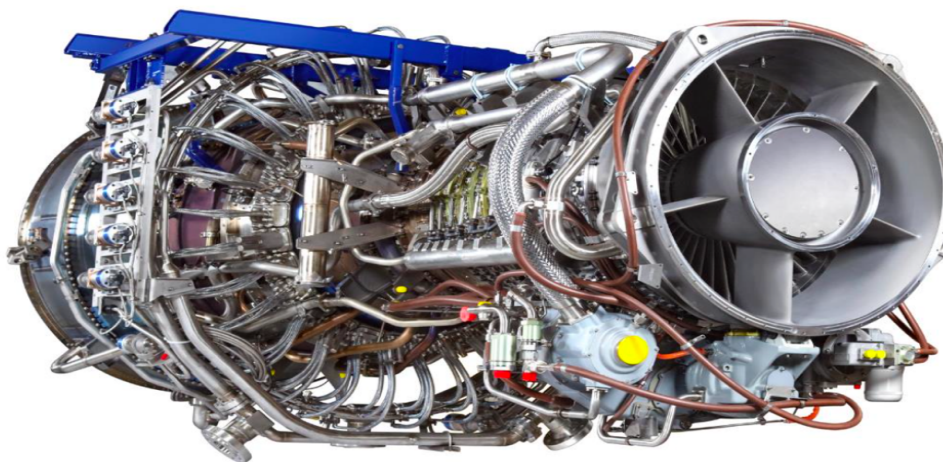


Fig. 24. Turbina.

4.1.1. Sección Caliente

La zona de Sección Caliente de la Turbina de Gas General Electric LM-2500 incluye la cámara de combustión y turbina de alta presión.

La Cámara de Combustión (Fig. 25) está sujeta a un ambiente térmico muy severo y generalmente, se encuentra constituida por aleaciones de Níquel y Cobalto, aptas para operar a altas temperaturas. El espacio disponible para la cámara es relativamente pequeño y la

distribución de la temperatura de los gases que salen del quemador debe ser lo más uniformes posible, ya que de esta manera se garantiza un buen desempeño de la turbina y se previenen problemas de sobrecalentamiento en lugares localizados.

También, se debe lograr una combustión continua y estable, lo cual puede convertirse a veces un requerimiento dificultoso de cumplir debido que la velocidad de aire que ingresa a la cámara de combustión se encuentra frecuentemente en el orden de los 100 a 200 pies por segundo (68 a 136 millas por hora / 30 a 60 metros por segundo). Si el proceso de combustión no es suficiente, se genera la formación de partículas de carbón las cuales pueden desgastar o erosionar los alabes de la turbina, disminuyendo su vida útil y reduciendo la eficiencia de la misma.

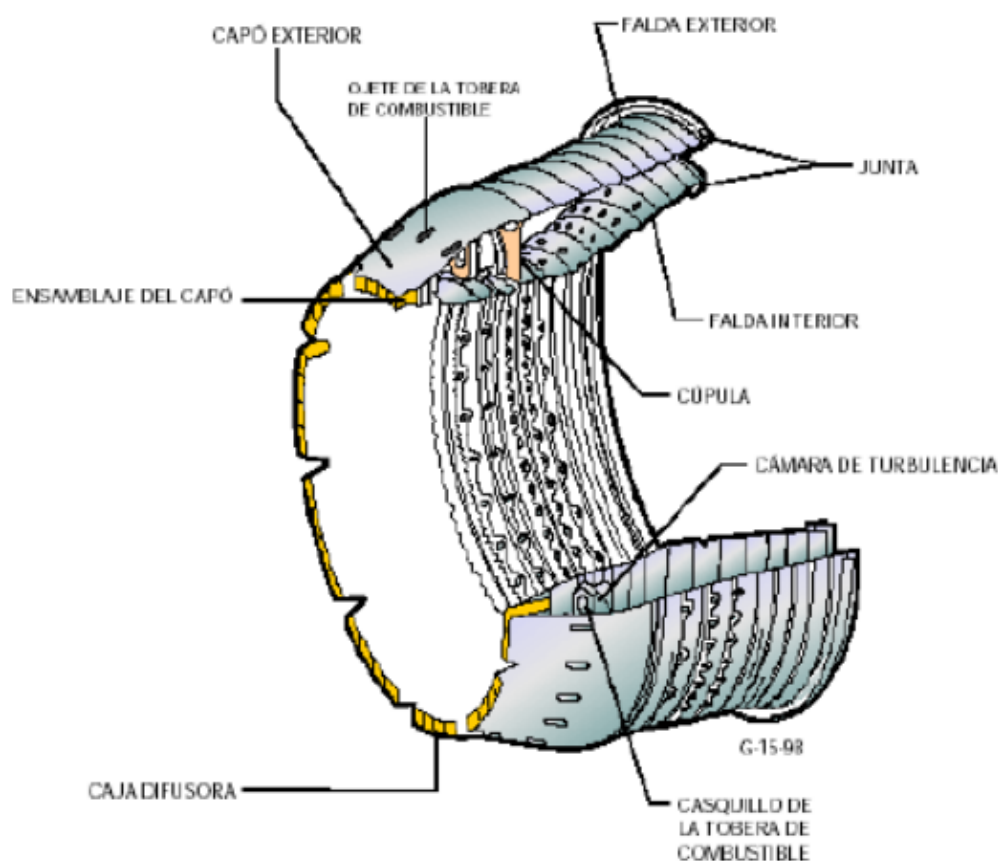


Fig. 25 - Partes de la cámara de combustión.

Otros problemas que pueden desarrollarse en el modo operativo de la turbina son los concernientes a la presión, a la temperatura, fatiga del metal y tensiones.

En cuanto, a la Turbina de Alta Presión posee un ensamblaje con diseño en dos (02) pasos enfriados con aire de alta eficiencia. La sección de la turbina de alta presión consta de un rotor y los ensamblajes de tobera de paso 1 y 2.

Las toberas de la turbina de alta presión dirigen el gas caliente del combustor (cámara de combustión) a los álabes del rotor de la turbina de alta presión, al ángulo y velocidad óptimos. La turbina extrae energía de la corriente de gas de escape para impulsar al rotor del compresor de alta presión, al cual se encuentra mecánicamente acoplado.

El rotor de la turbina de alta presión consta de una flecha frontal, dos discos con cuchillas enfriadas por aire y retenedores de cuchillas, un espaciador del rotor, un blindaje térmico y una flecha posterior. Se enfría el rotor por medio de un flujo continuo de aire de descarga del compresor que pasa a través de los orificios de la flecha frontal.

Las toberas están recubiertas para mejorar la resistencia a la corrosión y oxidación. Hay 32 segmentos de toberas, cada segmento consta de dos (02) álabes.

4.1.2. Sistema de Gas Combustible

La turbina de gas LM-2500 Base está equipada con un sistema de combustible de gas utilizando gas natural para la operación de la máquina. La finalidad del mismo es proporcionar el gas necesario para el encendido de la máquina y la operación normal de la misma, dependiendo de las condiciones de carga. El suministro es alimentado desde el patín de regulación de gas auxiliar a una presión de 26,3 kms/cm² (375 lbs) y a una temperatura arriba de los 55 °C conforme al calentador de gas combustible que aplique.

El sistema de gas combustible consiste del distribuidor y de las toberas de combustible los cuales están montados en la turbina de gas y del control de combustible (GS-10) que va montado fuera del generador de gas y que no se suministra como parte de la turbina. El distribuidor es del tipo anillo y distribuye el combustible hacia 30 toberas de combustible, las cuales son de simple orificio y pueden extraerse individualmente.

El sistema de regulación de velocidad (válvula de control, GS-10) controla el flujo de combustible hacia la sección de combustión del generador de gas, con el fin de regular la velocidad del fluido en este. Si bien, la velocidad de la turbina de potencia no se controla directamente, si es establecida por el nivel de energía del chorro de gas producido por el generador de gas.

El flujo de gas inicialmente entra al sistema de combustible a través de la colocación de conductos de la válvula de distribución de gas, ubicada en la sección baja del modo de accesorios. Aquí, pasan por un filtro (strainer) y un termómetro, instalados en estos conductos de entrada.

La instrumentación adicional, que monitorea el flujo de entrada de gas, son: swich de presión (63FG-3), swich de temperatura (26FG), indicador de temperatura, señal de alarma que es relevada por el sistema de control en la constante excesiva baja presión (63FG-3) o elevada temperatura (26FG) de los niveles de flujo de gas.

La operación del sistema de control de servo-válvulas debe colocar la proporción de gas (VSR) necesaria, mientras que la válvula de control de gas (VGC) debe regular esa proporción requerida de regulación de gas combustible. La válvula de paro de gas combustible (VS3) está localizada por debajo de la proporción de gas y la válvula de control de gas, provee al

combustible principal. Las válvulas sov-1 y sov-2 abren en la operación de la turbina y cierran estando parada.

4.2. Modificaciones a emplearse en Turbina LM-2500 Base para su funcionamiento con Gas Hidrógeno

A continuación, se desarrollarán las modificaciones necesarias a realizar con el fin de garantizar un desarrollo operativo seguro y eficaz de la turbina, siendo entre ellas las indispensables:

1. Cambio en la Sección caliente (Cámara de combustión y Turbina de Alta Presión).
2. Modificación en el Sistema de Inyección de Gas, el cual debe permitir un óptimo funcionamiento con la mezcla de los dos combustibles gaseosos para inyectar en la cámara de combustión.
3. Añadir dos (02) válvulas de control: una para operar con gas natural y otra para gas Hidrógeno.
4. Modificación de la Programación de Control para contemplar las dos mezclas de combustibles.

4.2.1 Readaptaciones en la Sección Caliente

Las turbinas de gas modernas con cámara de combustión premezclada funcionan en condiciones cercanas al límite de inflamabilidad de combustión pobre para reducir los óxidos de nitrógeno (NOx), donde el límite de inflamabilidad de combustión pobre se determina en función de si se expulsa o no una llama. La llama se apaga con la condición de que la velocidad de la mezcla combustible que ingresa a la cámara de combustión sea mayor que la velocidad de la llama.

En el caso de las cámaras de combustión de las turbinas de gas para la generación de energía utilizando gas natural, la tecnología de combustión pobre se aplica principalmente para reducir los NOx (ya que los NOx dependen exponencialmente de la temperatura en la región de combustión), mientras que las turbinas de gas que utilizan combustible que contiene hidrógeno (gas de síntesis), son propensos a retroceder (la velocidad de la llama es mucho mayor que la velocidad de la mezcla de combustible entrante, por lo que la llama regresa hacia la entrada de la cámara de combustión y las boquillas).

Para dar solución a estos eventos de averías operativas, algunos fabricantes han optado por utilizar cámaras de combustión sin premezcla para evitar el riesgo de daño y destrucción de las boquillas y de todo el sistema. Esta técnica consiste en la inyección de una gran cantidad de vapor o nitrógeno para minimizar el aumento de NOx, pero esto ha generado el inconveniente de reducir la temperatura en la entrada de la turbina, lo cual afecta la eficiencia de funcionamiento de la misma.

4.2.1.2. Recubrimiento Cerámico de la Cámara de Combustión

La velocidad de la llama en la combustión del H₂ es de aproximadamente 17,5 m/s, mientras que la velocidad de la llama del gas natural es significativamente más lenta, con sólo 3,95 m/s. La combustión del H₂ también se caracteriza por una temperatura de llama adiabática estequiométrica más alta, de 2180 °C, mientras que el gas natural tiene una temperatura de llama adiabática de 1800 °C.

Es por ello, que debido a las altas temperaturas que se alcanzan al operar el proceso de combustión por medio de la mezcla dual (Hidrógeno – Metano), se hace necesario realizar un

recubrimiento cerámico sobre la carcasa de la cámara de combustión. Esta cobertura debe ser apta y segura para trabajar a altas temperaturas.

En este caso, se sugiere readaptar la sección caliente de la turbina LM-2500 base con material similar al modelo posterior, General Electric LM-2500 plus (+), la cual está diseñada para operar eficazmente con esta mezcla de gases, admitiendo en su modo operativo, hasta un 85% aproximadamente de inyección de H₂.

Este modelo más avanzado de General Electric, cuenta con un cubrimiento cerámico térmico en el interior de su cámara de combustión, el cual se sugiere ser utilizado para el modelo actual.

4.2.1.3. Turbina de Alta Presión: Álabes

El ensamblaje de la Turbina de Alta Presión para la LM-2500 base, es un diseño constituido por toberas en dos (02) pasos, cuya función es extraer energía de los gases que se emanan desde la cámara de combustión para transformarla en potencia útil.

Los gases que ingresan a esta etapa se encuentran aproximadamente entre los 600 – 650 °C, operando normalmente con gas natural.

Pero, cuando se pretende desarrollar un proceso de combustión con una proporción de gas hidrógeno presente, las condiciones de trabajo de la turbina cambian ya que la velocidad de llama generada por este es del tipo turbulenta y supera en gran medida el tamaño de una llama de gas metano. Por lo tanto, los gases producidos por la combustión de esta mezcla gaseosa también alcanzarán temperaturas aún mayores.

Considerando que estos gases son dirigidos y aprovechados en la Turbina de Alta Presión, se hace necesario repensar y replantear el material constitutivo con el cual estarán fabricados los álabes de las toberas allí presentes.

Los avances en procesos de fabricación tendientes a operar con mayores temperaturas han ido desde la aparición de procesos para la solidificación direccional de los alabes de turbina, hasta el complejo proceso de formación de alabes monocristalinos. En la actualidad, la fabricación de estos componentes está centrada en aplicación de materiales compuestos, donde se emplean superaleaciones a base de Níquel como sustrato, cuyo elemento ofrece la característica de poseer un alta resistencia mecánica y resistencia a la corrosión operando en condiciones de altas temperaturas.

De acuerdo con lo expuesto, realizamos una búsqueda de empresas que se dediquen a la fabricación de accesorios para turbinas de gas y que puedan acomodarse a los requerimientos que necesitamos.

La compañía internacional CHROMALLOY, es líder en la construcción de partes para turbinas de gas usadas en diferentes industrias: aeroespacial, energía y militar (Fig. 26). La misma, presenta la ventaja que sus desarrollos en el área energética, son totalmente aplicables al modelo de turbina aeroderivada LM-2500.

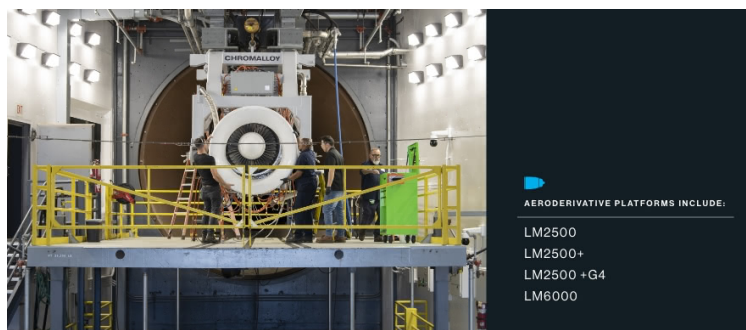


Fig. 26 – Turbinas de la compañía Chromalloy.

De acuerdo con el reemplazo que se debe realizar en las alabes que conforman la Turbina de Alta Presión (Fig.28), se propone utilizar el modelo “Chromalloy LifeX” (Fig.27), ya que son piezas construidas con materiales seguros para su operación en la zona de sección caliente de turbinas que operan con mezcla de gases, entre los cuales se considera el hidrógeno.



Fig. 27 – Modelo Chromalloy



Fig. 28 – Álabes de la turbina de alta presión

4.3 Sistema de Inyección de Gas por premezcla o micro mezcladores especiales

En el método de combustión convencional con turbina de gas, el campo de llamas está ampliamente distribuido por la cámara de combustión. En función de esto, algunas compañías mundiales líderes en fabricación de Turbinas de Gas han desarrollado nuevas tecnologías para ser alimentadas con gas hidrógeno y basadas en procesos de combustión especiales con premezcla o con micro mezcladores especiales.

En los últimos años, se ha desarrollado una cámara de combustión del tipo “micro mezcladora” (Fig. 29), la cual funciona fundamentalmente reemplazando el sistema de operación con un gran campo de llamas, a un modo operativo a través de una gran cantidad de llamas pequeñas. En consecuencia, en la cámara de combustión micro mezcladora (Fig. 30), es posible reducir significativamente la generación de NOx a partir de la reducción del tiempo de residencia

de este reactivo. Además, se puede eliminar el riesgo de petardo debido a los chorros de flujo de alta velocidad de las boquillas muy pequeñas (1 mm o menos) en la salida del mezclador.

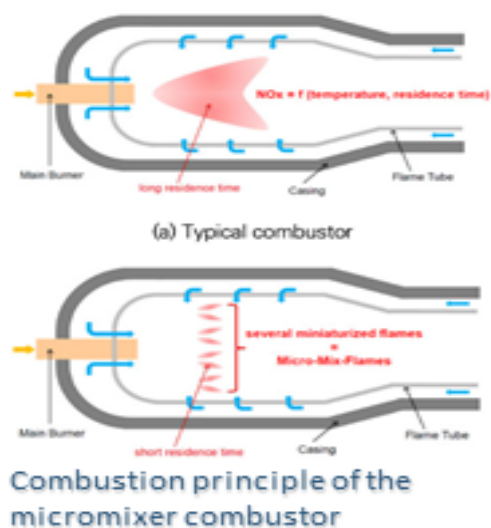


Fig. 29 – Combustión en micro mezcladores



Fig. 30 – Cámara de combustión micro mezcladora

Por su parte, Sistemas de Energía Mitsubishi Hitachi (MHPS), ha desarrollado y operado actualmente varios modelos de turbinas de gas para la combustión de hidrógeno en diversas formas, como gas de refinería, COG (gas de horno de coque) y BFG (gas de alto horno), además de gas de síntesis.

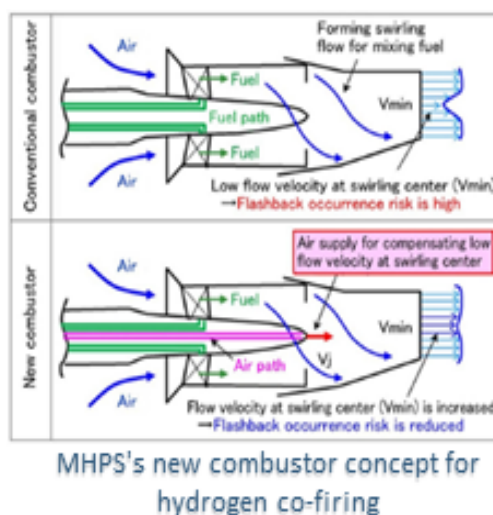


Fig. 31 – diagrama esquemático de MHPS.

En la Fig. 31, se puede observar el diagrama esquemático de MHPS para co-combustión de hidrógeno y gas natural. Se trata de una cámara de combustión premezclada MHPS existente para la combustión de gas natural, la cual adopta un fuerte método de flujo de remolino. Según el informe de desarrollo de MHPS a través de una serie de experimentos, no hubo problema de contraproducente cuando la cámara de combustión y la boquilla existentes se utilizaron hasta el nivel de hidrógeno del 20%.

Al mismo tiempo, esta misma compañía, está trabajando en el desarrollo y la investigación de una turbina de gas del tipo microgrado. Esta tiene la capacidad de quemar 100% de hidrógeno y se la ha denominado “combustor multiclúster” (Fig. 32).

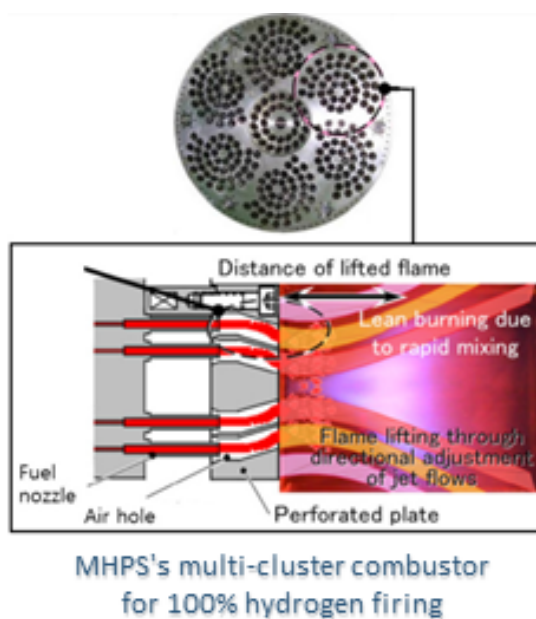


Fig. 32 – Combustor multiclúster.

El prototipo y el diagrama conceptual de la cámara de combustión se muestran en la imagen anterior.

El principio de combustión es similar al método del micromezclador (Fig. 33), basado en reemplazar una boquilla grande con numerosas boquillas de diámetro pequeño, lo cual permite un aumento en la velocidad de soplado de aire para reducir el riesgo de contrafuego y disminuir los tiempos de residencia a alta temperatura, evitando la generación de gases nitrogenados (NOx).

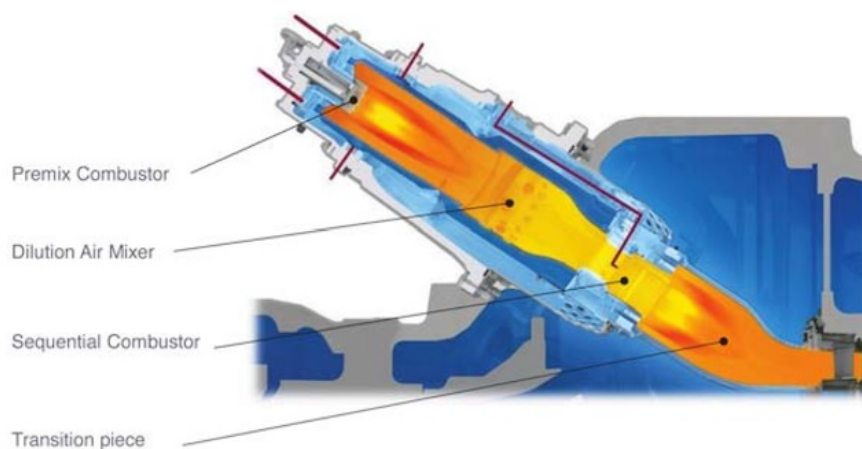
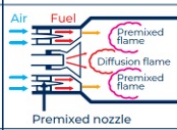
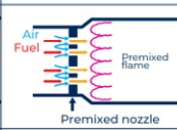
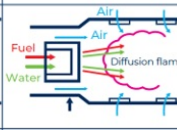


Fig. 33 – Partes del micromezclador.

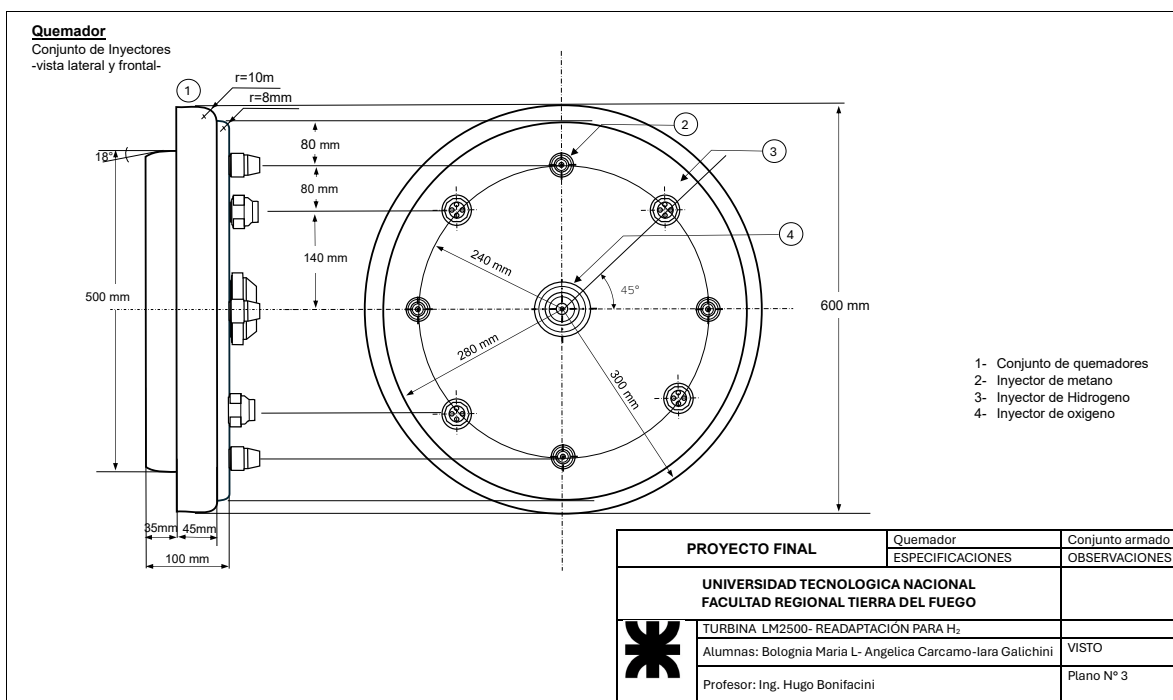
	Multi-nozzle combustor	Multi-cluster combustor	Duffusion combustor
Combustor type	Premix	Premix	Diffusion
Structure			
Dilution for low NOx	Not applicable (Dry)	Not applicable (Dry)	Water, steam and N ₂
Cycle efficiency	No efficiency drop because of no steam or water injection	No efficiency drop because of no steam or water injection	Efficiency drop occurs because steam or water are injected to reduce NOx
Hydrogen co-firing ratio	Up to 30% vol.	Up to 100% vol. (under development)	Up to 100% vol.

3 types of combustors for hydrogen-fired gas turbines developed by Mitsubishi Hitachi Power Systems

Fig. 34 – Tipos de combustión para el hidrógeno.

Nuestra propuesta consiste en el rediseñar una boquilla similar a la detallada en el párrafo anterior, aplicando tecnología de impresión 3D con los materiales que más abajo son detallados. Consideramos que de esta manera es posible co-encender una fracción con alto contenido de hidrógeno durante el proceso de térmico de la turbina.

Se presenta la propuesta a través del siguiente plano:



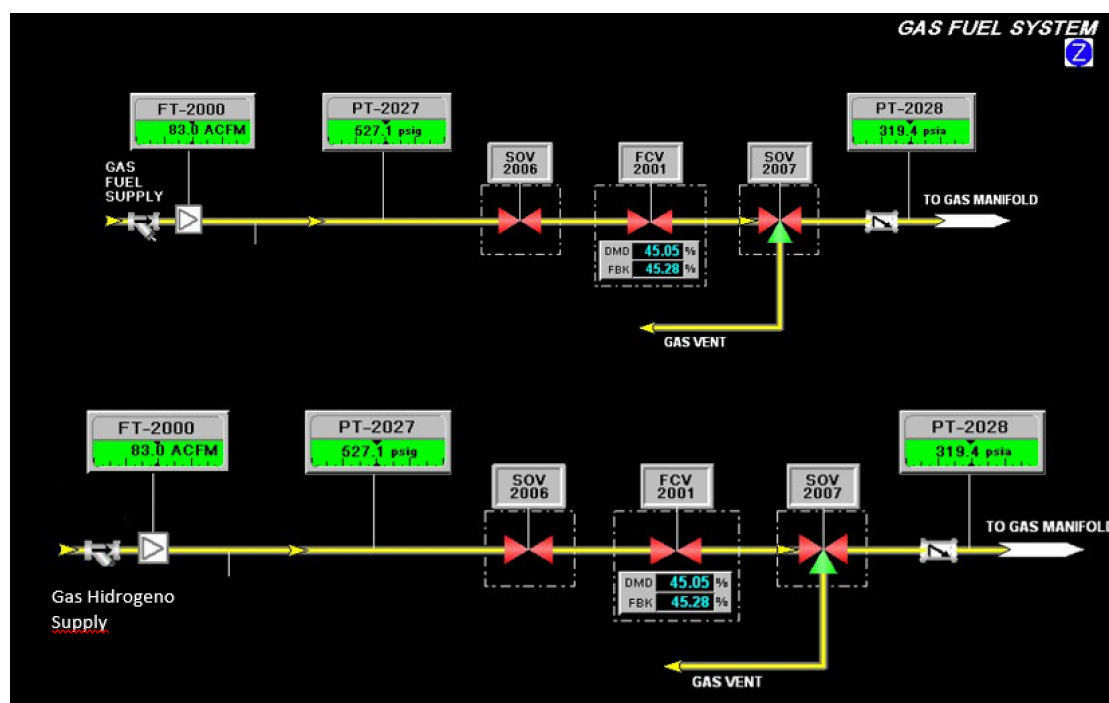
Las boquillas de diámetro mayor (3) corresponden a las entradas de los inyectores de gas hidrogeno, mientras que las boquillas (2) son las de gas metano.

4.3.1 Cambio de Válvula de Control para la regulación de flujo gaseoso

El modelo actual de la LM-2500 base, cuenta con un sistema de inyección de gas combustible regulado por una válvula de control tipo GS-10. Este dispositivo regula la velocidad del flujo de gas metano que ingresa a la sección de combustión del generador de gas.

Considerando que se operará la turbina con la presencia de dos gases combustibles, será necesario también realizar modificaciones en la inyección actual. Se propone reemplazar la válvula existente y añadir al sistema dos (02) válvulas de control, las cuales deberán comandar y regular individualmente el ingreso de cada uno de los gases (hidrógeno y gas natural) a la cámara de combustión.

De esta manera, la operación de suministro de gases quedará readaptada y conformada por dos (02) válvulas de cierre y una válvula de control, tal como se esquematiza en el diagrama siguiente.



Así mismo, se propone la instalación de las dos válvulas de control modelo Woodward GS-16 (Fig. 35).



Fig. 35 – Válvulas de control modelo Woodward GS-16.

La válvula de control de gas Woodward GS-16 se acciona eléctricamente. El conjunto proporciona una interfaz confiable y rentable entre los sistemas de control electrónico y las turbinas de gas utilizadas en aplicaciones de generación de energía eléctrica.

El conjunto de válvula GS-16 combina una válvula dosificadora autolimpiante Woodward altamente robusta con un actuador de alto par para garantizar un funcionamiento prolongado en todo tipo de servicios de combustible gaseoso. Además, cuenta con un módulo controlador electrónico integrado para facilitar el empaquetado y la instalación del sistema.

La sección de estrangulación de gas de la válvula GS-16 utiliza un tipo de acción de corte autolimpiante que mantiene el puerto de control libre de contaminación que puede inhibir el rendimiento óptimo. La válvula de gas GS-16 se acciona eléctricamente con un controlador a bordo.

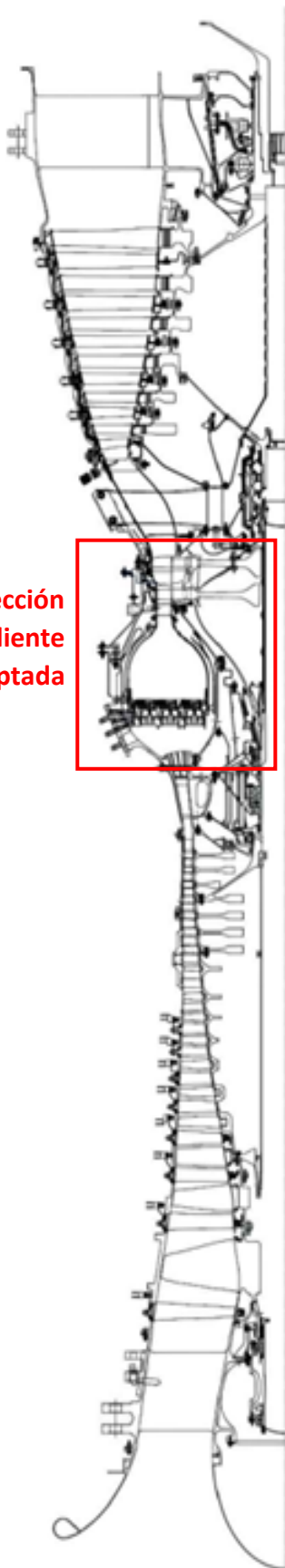
4.3.2. Modificación en la Programación del Control


Debido que serán modificados y añadidos nuevos dispositivos para el control de flujo de dos gases distintos, deberán realizarse cambios en los algoritmos de programación de control que comandan el ingreso de gas combustible a la cámara de combustión, ya que se deberá contemplar el suministro con mezcla de estos gases.

4.4 Planos Turbina LM-2500 base y su readaptación

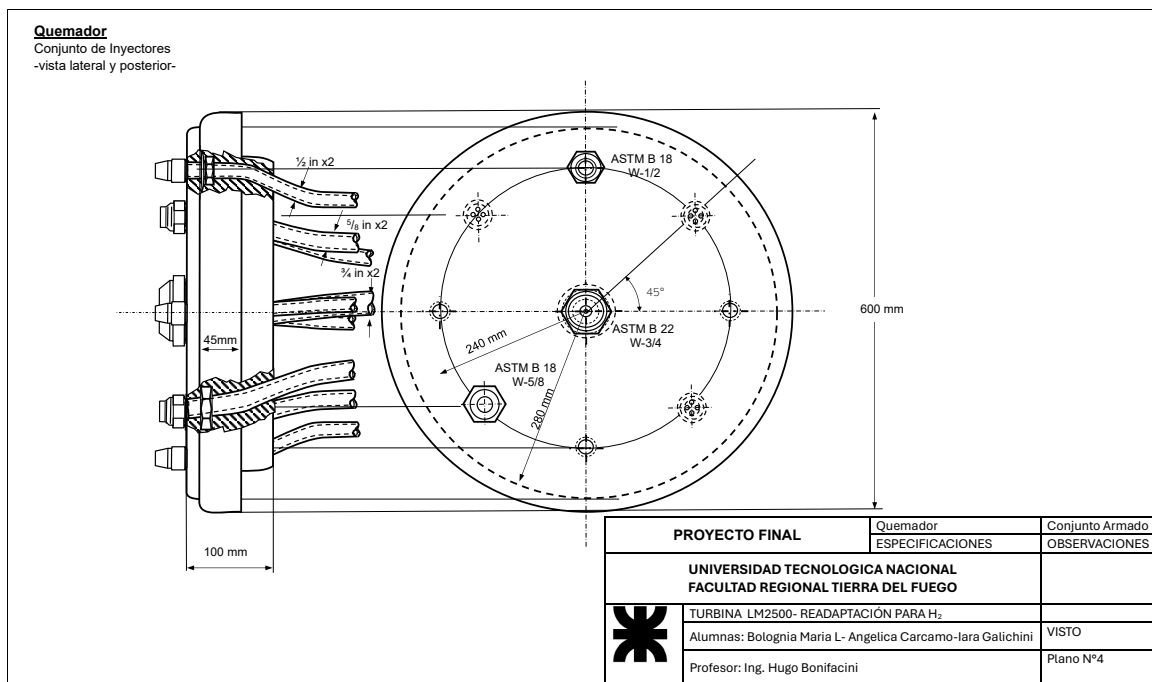
A continuación, se presentan los planos realizados de la turbina LM-2500 base y su plano correspondiente a la readaptación estructural de esta.

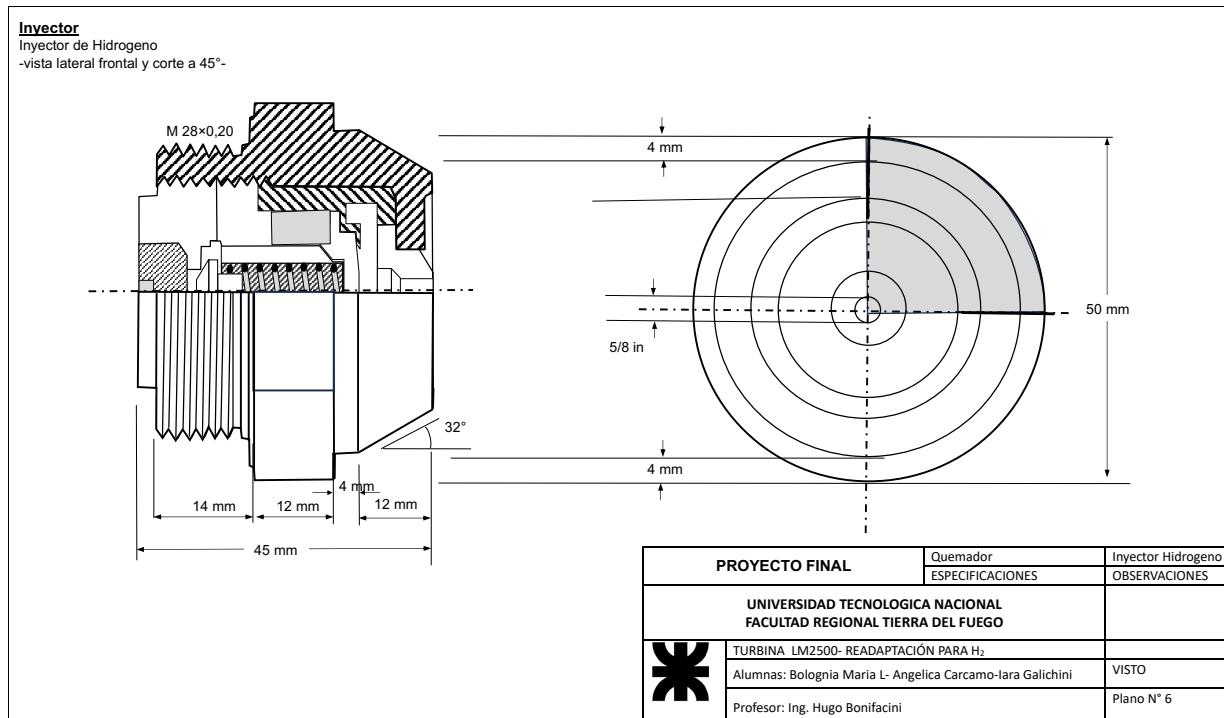
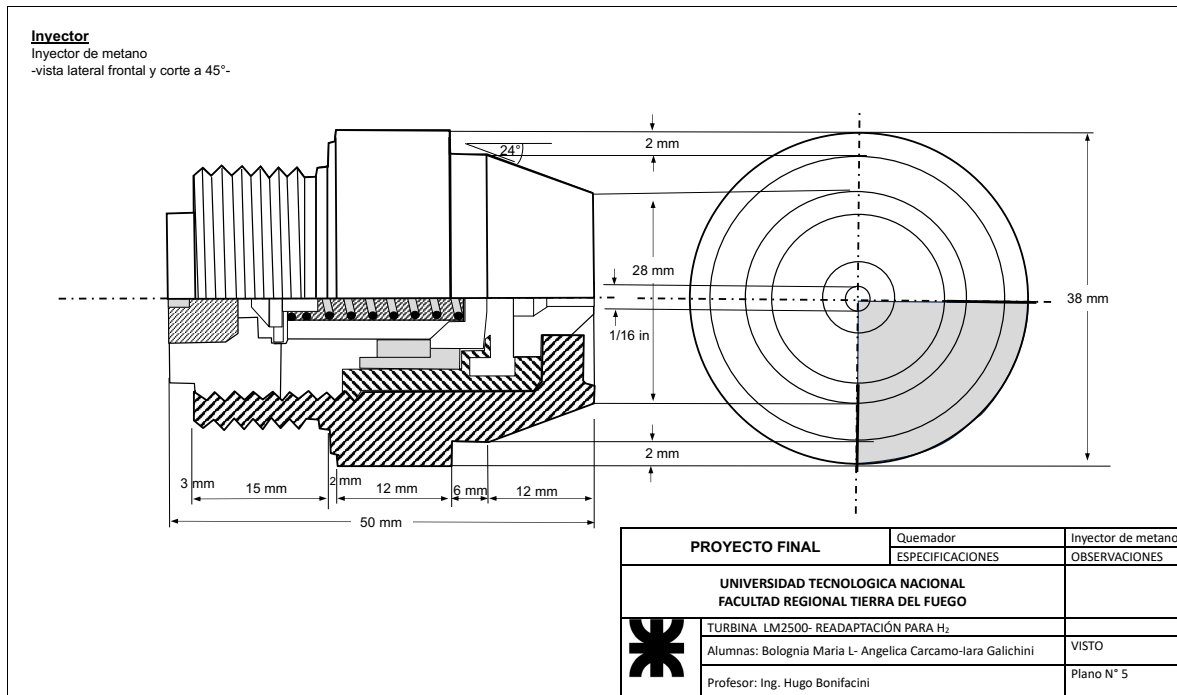
Sección
Caliente
Readaptada



PROYECTO FINAL	ESPECIFICACIONES	OBSERVACIONES
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA REGIONAL FACULTAD REGIONAL TIERRA DEL FUEGO	TURBINA LM2500-READAPTACION PARA H2	
	DISEÑADORA: CARCAMO Y GALICHINI	VISTO:
	PROFESOR: ING. BONIFACINI	PLANO N:2

En nuestra readaptación de la Sección Caliente, proponemos el nuevo diseño de la boquilla de toda la cámara de combustión, así como también se agregó un nuevo conductor de inyectores para el gas hidrogeno. Los inyectores de $\frac{1}{2}$ inx2 corresponden a la entrada de gas metano, mientras que los de $\frac{3}{4}$ inx2 corresponden a gas hidrogeno, mientras que la boquilla central será de aire comprimido.





Bologna, Maria L.- Carcamo C. Angelica M. – Galichini, Iara M.

4.4 Caracterización de materiales a utilizar para nuestro diseño

La Tabla 4 muestra la composición elemental de la boquilla de combustible y el revestimiento de combustión. El inyector de combustible estará compuesto de acero inoxidable grado 304 (SS 304), mientras que el revestimiento de combustión de Hastelloy X.

Table 1: Elemental composition of gas turbine materials.

Properties	Fuel nozzle	Combustion liner
Chromium (Cr)	19.23	22.00
Nickel (Ni)	9.86	47.00
Cobalt (Co)	0.00	1.50
Ferum (Fe)	67.99	18.00
Molybdenum (W)	0.17	0.60
Manganese (Mn)	1.97	1.00

Tabla 4 – Composición elemental de la boquilla de combustible y el revestimiento de combustión.

La temperatura de contacto es uno de los principales factores a tener en cuenta considerados durante la operación de turbinas de gas industriales.

Para las turbinas de gas en condiciones reales, el patrón dentado y cortado tiende a formarse en la superficie de contacto de la boquilla de combustible y el revestimiento de combustión, y la severidad del desgaste aumenta con el aumento del tiempo.

A partir de la presente observación e investigando sobre el comportamiento de distintos materiales, ante las elevadas temperaturas que se originara en la cámara de combustión, seleccionamos los materiales antes detallados para la boquilla y el revestimiento cerámico en la cámara de combustión.

A continuación, se detallan las propiedades del Acero Inoxidable 304





Physical Properties	Metric	English
Density	8.00 g/cc	0.289 lb/in ³
Mechanical Properties	Metric	English
Hardness, Brinell	123	123
Hardness, Knoop	138	138
Hardness, Rockwell B	70	70
Hardness, Vickers	129	129
Tensile Strength, Ultimate	505 MPa	73200 psi
Tensile Strength, Yield	215 MPa @Strain 0.2 %	31200 psi @Strain 0.2 %
Elongation at Break	70 %	70 %
Modulus of Elasticity	193 GPa	28000 ksi
Poissons Ratio	0.29	0.29
Shear Modulus	77.0 GPa	11200 ksi
Izod Impact 	150 J @Temperature -195 °C	111 ft-lb @Temperature -319 °F
	150 J @Temperature 21.0 °C	111 ft-lb @Temperature 69.8 °F
Charpy Impact	325 J	240 ft-lb
Electrical Properties	Metric	English
Electrical Resistivity 	0.0000720 ohm-cm @Temperature 20.0 °C	0.0000720 ohm-cm @Temperature 68.0 °F
	0.000116 ohm-cm @Temperature 650 °C	0.000116 ohm-cm @Temperature 1200 °F
Magnetic Permeability	1.020	1.020
Thermal Properties	Metric	English
CTE, linear 	17.3 μm/m-°C @Temperature 0.000 - 100 °C	9.61 μin/in-°F @Temperature 32.0 - 212 °F
	17.8 μm/m-°C @Temperature 0.000 - 315 °C	9.89 μin/in-°F @Temperature 32.0 - 599 °F
	18.7 μm/m-°C @Temperature 0.000 - 650 °C	10.4 μin/in-°F @Temperature 32.0 - 1200 °F
Specific Heat Capacity	0.500 J/g-°C @Temperature 0.000 - 100 °C	0.120 BTU/lb-°F @Temperature 32.0 - 212 °F
Thermal Conductivity 	16.2 W/m-K @Temperature 0.000 - 100 °C	112 BTU-in/hr-ft ² -°F @Temperature 32.0 - 212 °F
	21.5 W/m-K @Temperature 500 °C	149 BTU-in/hr-ft ² -°F @Temperature 932 °F
Melting Point	1400 - 1455 °C	2550 - 2651 °F
Solidus	1400 °C	2550 °F
Liquidus	1455 °C	2651 °F

Tabla 5 – Propiedades del Acero Inoxidable 304

4.5.1 HASTELLOY X

Aleación Hastelloy X (UNS N06002), Es una aleación de níquel-cromo-hierro-molibdeno que posee una combinación excepcional de resistencia a la oxidación y resistencia a altas temperaturas, tiene excelentes características de conformado y soldadura.

Puede estar forjado o trabajado en caliente de otro modo, siempre que se mantenga a 2150°F (1177° C) durante un tiempo suficiente para que toda la pieza alcance la temperatura. Como consecuencia de su buena ductilidad. La aleación Hastelloy X también se forma fácilmente mediante trabajo en frío, todo caliente- o frío.

Presenta, gran resistencia a la oxidación hasta temperaturas de 2000° F.

Resistente a la carburación y nitruración.

Excelente fuerza a altas temperaturas.

Buena resistencia al agrietamiento por tensión de corrosión causada por el cloruro.

La aleación X muestra buena ductilidad después de una exposición prolongada a temperaturas de 1200, 1400, 1600°F (650, 760 , 870°C y 1200 °C) por 16,000 horas.

4.5.2 TURBINA REAL

La Fig. 36 es de las boquillas de inyección a la cámara de combustión de una turbina de gas real.



Fig. 36 – boquillas de inyección a la cámara de combustión de una turbina de gas real.

Nuestro diseño propone a toda la cámara de combustión revertirla del cerámico HASTELLOY X, a fines de asegurar la combustión de metano e hidrogeno asegurando la confiabilidad de nuestra turbina.



Fig. 37 – Cámara de combustión de una turbina real.

POSICION DONDE PROPONEMOS EL RECUBRIMIENTO CERAMICO HASTELLOY X.

PROPIEDADES FÍSICAS

Densidad	0,297 lb/in ³ 8,22g/cm ³
Permeabilidad Magnética	1,002 a 200 oersteds (15,900 A/m)
Calor Específico	0,116 Btu/lb/°F 486 J/kg-K
Resistividad Eléctrica	118,36 microhm-cm
Punto de Fusión	2500°F
Conductividad Térmica	a 21°C: 9,1 W/m-K a 200°C: 14,1 W/m-K a 704°C: 22,9 W/m-K a 927°C: 27,2 W/m-K
Coefficiente de Expansión Termica	13,0 x 10 ⁻⁶ m/m-°C

PROPIEDADES MECÁNICAS

Estructura	Límite elástico 0.2% ksi (MPa)	Resistencia a la tracción Ksi (MPa)	Elongación %	Dureza Rockwell B
Sheet 2,3 a 7,9 mm	55,9 (385)	109,5 (755)	45	92
Plate 9,5 a 50,8 mm	49,1 (339)	107,7 (743)	51	89

Bologna, Maria L.- Carcamo C. Angelica M. – Galichini, Iara M.

Capítulo 5: “Balances y Rendimientos Económicos”

Para la evaluación de nuestro proyecto realizaremos los balances de materia y energía correspondientes al nuevo proceso de mejora evaluado.

De esta manera, podemos evaluar y comparar los rendimientos energéticos en función de su impacto ambiental.

5.1. Balance de Materia

Se plantean los balances de masa sobre la unidad de Cámara de Combustión con la finalidad de poder evaluar los consumos de los diferentes combustibles usados y propuestos (Gas Natural vs. Gas Natural + H₂ gas).

5.1.1. Balance de Masa con 100% de Gas Natural (Metano)

Se realizarán cálculos referentes al consumo total con gas natural (CH₄) considerando la franja horaria de demanda máxima según datos extraídos de planillas de consumo aportados por la compañía de servicio eléctrico, correspondientes al funcionamiento de la TG3 actualmente.

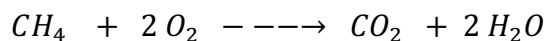
Se trata de un balance de masa con reacción química (combustión), en el cual rige la siguiente ecuación general de balance:

$$Acumulación = Entrada - Salida + Generación - Consumo$$

Si consideramos un proceso en Estado Estacionario, el parámetro de Acumulación = 0, por lo que nuestro balance queda reducido así:

$$0 = Entrada - Salida + Generación - Consumo$$

La reacción transcurrida en este caso es:



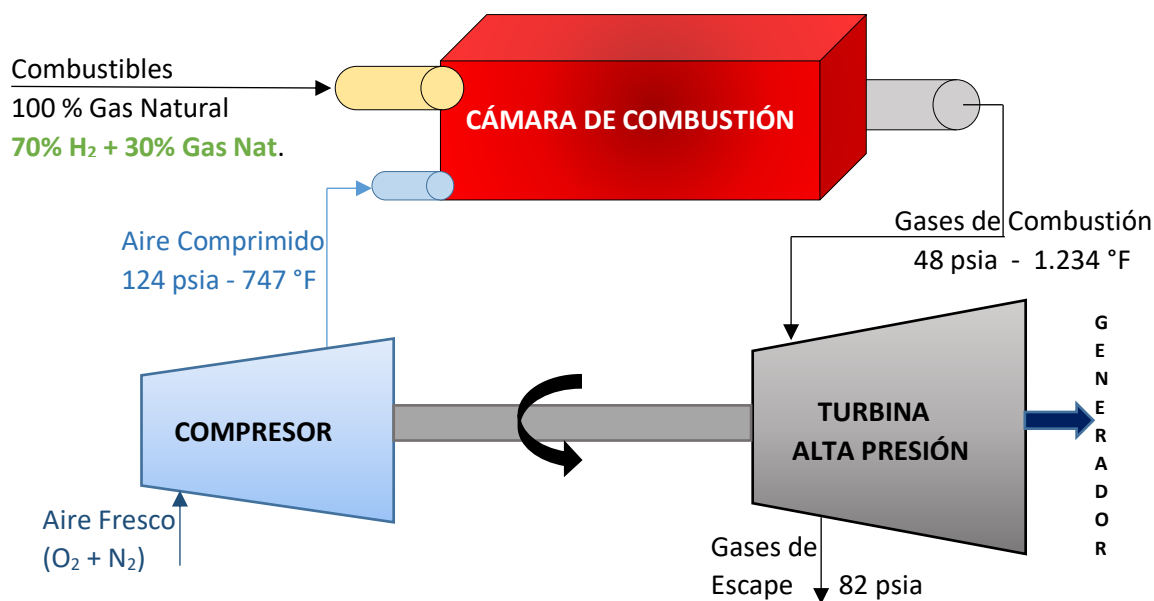
Usando la densidad del gas natural, y sabiendo que son requeridos 3.340 m³/h de CH₄, podemos calcular la masa de este gas. Luego, se informa ésta en cantidades molares para la realización de cálculos estequiométricos posteriores.

$$3.340 \frac{m^3}{h} CH_4 \times 0,657 \frac{kg}{m^3} CH_4 = 2.194,38 \frac{kg}{h} CH_4$$

$$2.194,38 \frac{kg}{h} CH_4 \times \left(\frac{1 \text{ kmol } CH_4}{16 \text{ kg } CH_4} \right) = 137,15 \frac{\text{kmol}}{h} CH_4$$

A continuación, se presenta diagrama del proceso con sus correspondientes corrientes de entrada y salida de la unidad, lo cual nos permitirá identificar los compuestos involucrados en el proceso para realizar sus balances moleculares.

Los parámetros presentes corresponden al funcionamiento real de la TG3 en horarios de alta demanda.



Se considera una combustión completa, donde se tomará como dato principal el caudal molar de gas metano en la alimentación. Así mismo, la base de cálculo adoptada será de 5 horas (demanda pico diaria).

Base de Cálculo: 5 horas diarias

$$137,15 \frac{\text{kmol}}{\text{h}} \text{CH}_4 \times 5 \text{ horas} = 685,75 \text{ kmol CH}_4 \text{ en alimentación diaria}$$



Balances moleculares bajo la ecuación del sistema adoptado:

$$0 = \text{Entrada} - \text{Salida} + \text{Generación} - \text{Consumo}$$

➤ Balance de CH₄:

Se omite el desarrollo de balance de este compuesto, debido a que es dato conocido como combustible de alimentación a la cámara de combustión en un 100%. Así mismo, el valor en moles del mismo nos permitirá avanzar en los cálculos de otros compuestos involucrados en el proceso.

Consideramos el gas natural de alimentación como nuestro reactivo limitante, por lo que el agotamiento del mismo no permite que la reacción de combustión siga avanzando, limitando así, la generación y consumo de otros compuestos presentes en el proceso.

➤ Balance de O₂:

La cantidad de oxígeno que ingresa por la corriente de aire del ambiente, deberá tener una relación estequiométrica de proporcionalidad con el gas metano que reacciona. Es decir, para determinar la cantidad de oxígeno requerido, podemos plantear la siguiente correlación:

$$kmol \text{ de } O_2 \text{ requeridos} = 685,75 \text{ kmol } CH_4 \cdot \left(\frac{2 \text{ kmol } O_2}{1 \text{ kmol } CH_4} \right) = 1.371,5 \text{ kmol } O_2$$

Si consideramos esta cantidad de oxígeno como corriente de entrada y a su vez consumido en su totalidad, el balance molecular del mismo nos quedará:

$$0 = \text{Entrada} - \text{Salida} + \text{Generación} - \text{Consumo}$$

$$0 = 1.371,5 \text{ kmol } O_2 - 0 \text{ kmol } O_2 + 0 \text{ kmol } O_2 - 1.371,5 \text{ kmol } O_2$$

Entonces, en la corriente de gases de salida no hay presencia de oxígeno.

➤ Balance de CO₂:

$$0 = \text{Entrada} - \text{Salida} + \text{Generación} - \text{Consumo}$$

$$0 = 0 \text{ kmol } CO_2 - n \text{ kmol } CO_2 + 685,75 \text{ kmol } CH_4 \cdot \left(\frac{1 \text{ kmol } CO_2}{1 \text{ kmol } CH_4} \right) - 0 \text{ kmol } CO_2$$

$$n \text{ kmol } CO_2(\text{salida}) = 685,75 \text{ kmol } CO_2 \text{ (30.173 kg)}$$

➤ Balance de H₂O:

$$0 = \text{Entrada} - \text{Salida} + \text{Generación} - \text{Consumo}$$

$$0 = 0 \text{ kmol } H_2O - n \text{ kmol } H_2O + 685,75 \text{ kmol } CH_4 \cdot \left(\frac{2 \text{ kmol } H_2O}{1 \text{ kmol } CH_4} \right) - 0 \text{ kmol } CO_2$$

$$n \text{ kmol } H_2O(\text{salida}) = 1.371,5 \text{ kmol } H_2O \text{ (2.743 kg)}$$

➤ Balance de N₂:

Si bien el gas Nitrógeno no participa en la reacción de combustión por ser una sustancia inerte, también saldrá parte de este en la corriente de salida de gases que serán

ingresados a la Turbina de Alta Presión. Debido que el Nitrógeno presente en este proceso, proviene de la alimentación con aire del ambiente, podemos plantear:

$$1.371,5 \text{ kmol } O_2 \text{ entrada} \cdot \left(\frac{1 \text{ kmol Aire Comp.}}{0,21 \text{ kmol } O_2} \right) = 6.530,95 \text{ kmol Aire Comp}$$

$$0 = \text{Entrada} - \text{Salida} + \text{Generación} - \text{Consumo}$$

$$0 = 6.530,95 \text{ kmol AC} \cdot \left(\frac{0,79 \text{ kmol } N_2}{1 \text{ kmol AC}} \right) - n \text{ kmol } N_2 + 0 \text{ kmol } CO_2$$

$$- 0 \text{ kmol } CO_2$$

$$n \text{ kmol } N_2(\text{salida}) = 5.159,45 \text{ kmol } N_2 (144.464,6 \text{ kg})$$

Por lo tanto, realizando un Balance General sobre la unidad analizada, podemos conocer la cantidad total de gases en la salida de la Cámara.

➤ Balance General:

$$C + AC = GS$$

$$685,75 \text{ kmol} + 6.530,95 \text{ kmol} = GS$$

$$GS = 7.216,7 \text{ kmol gases de salida} (176.009,1 \text{ kg})$$

5.1.2. Balance de masa con 30% de Gas Natural (Metano) + 70% Gas

Hidrógeno

Para el desarrollo de este apartado, utilizamos el dato anterior referente al caudal de metano que actualmente alimenta a la Turbina LM-2500 base durante las horas de alta demanda energética, considerando que debería ingresar el mismo flujo de combustible a la cámara, solo que este caso estaría conformado por la mezcla de estos dos gases en diferentes proporciones.

Por lo tanto, aplicando la misma base de cálculo, se obtiene que cada gas aportará en el ingreso:

Bologna, Maria L.- Carcamo C. Angelica M. – Galichini, Iara M.

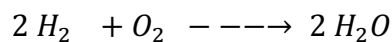
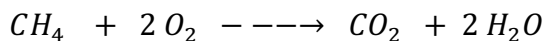
$$685,75 \text{ kmol } CH_4 \times 0,30 = 205,72 \text{ kmol } CH_4$$

$$685,75 \text{ kmol } CH_4 \times 0,70 = 480,03 \text{ kmol } H_2$$

Base de Cálculo: 5 horas



En este nuevo planteo de proceso (propuesta de mejora), transcurren dos reacciones de combustión consideradas de desplazamiento completo hacia la derecha, para la formación de productos.



Se realizan los balances de masa molecular para esta nueva condición de alimentación.

➤ Balance de CH₄:

$$0 = \text{Entrada} - \text{Salida} + \text{Generación} - \text{Consumo}$$

$$0 = 205,72 \text{ kmol } CH_4 - \eta \text{ kmol } CH_4 + 0 \text{ kmol } CH_4 - 205,72 \text{ kmol } CH_4$$

$$\eta \text{ kmol } CH_4 (\text{salida}) = 0 \text{ kmol } CH_4$$

- Balance de H₂:

$$0 = \text{Entrada} - \text{Salida} + \text{Generación} - \text{Consumo}$$

$$0 = 480,03 \text{ kmol H}_2 - \eta \text{ kmol H}_2 + 0 \text{ kmol H}_2 - 480,03 \text{ kmol H}_2$$

$$\eta \text{ kmol H}_2 (\text{salida}) = 0 \text{ kmol H}_2$$

- Balance de O₂:

$$0 = \text{Entrada} - \text{Salida} + \text{Generación} - \text{Consumo}$$

$$0 = \left[205,72 \text{ kmol CH}_4 \cdot \left(\frac{2 \text{ kmol O}_2}{1 \text{ kmol CH}_4} \right) + 480,03 \text{ kmol H}_2 \cdot \left(\frac{1 \text{ kmol O}_2}{2 \text{ kmol H}_2} \right) \right] - \eta \text{ kmol H}_2$$

$$+ 0 \text{ kmol H}_2$$

$$- \left[205,72 \text{ kmol CH}_4 \cdot \left(\frac{2 \text{ kmol O}_2}{1 \text{ kmol CH}_4} \right) + 480,03 \text{ kmol H}_2 \cdot \left(\frac{1 \text{ kmol O}_2}{2 \text{ kmol H}_2} \right) \right]$$

$$0 = [411,44 \text{ kmol O}_2 + 240,015 \text{ kmol O}_2] - \eta \text{ kmol O}_2 + 0 \text{ kmol O}_2$$

$$- [411,44 \text{ kmol O}_2 + 240,015 \text{ kmol O}_2]$$

$$\eta \text{ kmol O}_2 (\text{salida}) = 0 \text{ kmol O}_2$$

- Balance de CO₂:

$$0 = \text{Entrada} - \text{Salida} + \text{Generación} - \text{Consumo}$$

$$0 = 0 \text{ kmol CO}_2 - \eta \text{ kmol CH}_4 + 205,72 \text{ kmol CH}_4 \cdot \left(\frac{1 \text{ kmol CO}_2}{1 \text{ kmol CH}_4} \right) - 0 \text{ kmol CO}_2$$

$$\eta \text{ kmol CO}_2 (\text{salida}) = 205,72 \text{ kmol CO}_2 (9.051,68 \text{ kg})$$

- Balance de H₂O:

$$0 = \text{Entrada} - \text{Salida} + \text{Generación} - \text{Consumo}$$

$$\begin{aligned}
 0 &= 0 \text{ kmol } H_2O - \eta \text{ kmol } H_2O \\
 &+ \left[205,72 \text{ kmol } CH_4 \cdot \left(\frac{2 \text{ kmol } H_2O}{1 \text{ kmol } CH_4} \right) \right. \\
 &\left. + 480,03 \text{ kmol } H_2 \cdot \left(\frac{2 \text{ kmol } H_2O}{2 \text{ kmol } H_2} \right) \right] - 0 \text{ kmol } H_2O \\
 \eta \text{ kmol } H_2O(\text{salida}) &= \mathbf{891,47 \text{ kmol } H_2O (16.046,46 \text{ kg})}
 \end{aligned}$$

➤ Balance de N₂:

$$\begin{aligned}
 0 &= \text{Entrada} - \text{Salida} + \text{Generación} - \text{Consumo} \\
 0 &= \left[411,44 \text{ kmol } O_2 \cdot \left(\frac{1 \text{ kmol } AC}{0,21 \text{ kmol } O_2} \right) \cdot \left(\frac{0,79 \text{ kmol } N_2}{1 \text{ kmol } AC} \right) \right. \\
 &\left. + 240,015 \text{ kmol } O_2 \cdot \left(\frac{1 \text{ kmol } AC}{0,21 \text{ kmol } O_2} \right) \cdot \left(\frac{0,79 \text{ kmol } N_2}{1 \text{ kmol } AC} \right) \right] - \eta \text{ kmol } N_2 \\
 &+ 0 \text{ kmol } N_2 - 0 \text{ kmol } N_2 \\
 \eta \text{ kmol } N_2(\text{salida}) &= \mathbf{2.450,71 \text{ kmol } N_2 (68.619,88 \text{ kg})}
 \end{aligned}$$

Para determinar el flujo de gases que salen de la cámara de combustión, se plantea un balance general de la unidad, y consideramos sus corrientes de entrada y salida.

$$C + AC = \text{Gases de Salida (GS)}$$

$$(205,72 \text{ kmol } CH_4 + 480,03 \text{ kmol } H_2) + 3.102,17 \text{ kmol} = GS$$

$$GS = \mathbf{3.787,92 \text{ kmol (93.718,02 kg)}}$$

5.1.3. Comparación de Combustibles Suministrados a la TG3

	100% Gas Natural	30% Gas Natural + 70% Hidrógeno
Consumo de Combustibles	10.972 kg/día	3.291,72 kg/día gas natural 960,06 kg/día hidrógeno
Gases aprovechados por Turbina de Alta Presión	176.009,1 kg gases de combustión	93.718,02 kg gases de combustión
Fracción másica de los Gases Emitidos al Medioambiente	16,64 % kgCO₂/kg gases emit. 1,33 % kgH ₂ O/kg gases emit. 82,03 % kgN ₂ /kg gases emit.	9,66 % kgCO₂/kg gases emit. 17,12 % kgH ₂ O/kg gases emit. 73,22 % kgN ₂ /kg gases emit.

Tabla 6 – Comparación de combustibles.

En función de los datos obtenidos podemos acotar que, existe una reducción de masa total de combustible total requerido cuando se propone la inyección de gas hidrógeno en conjunto con el gas natural, lo cual se debe a que el poder calorífico del H₂ es más del doble que el metano. En tal sentido, una menor masa de combustible implica una reducción en el flujo másico de gases de escape y de la potencia de salida de la turbina, a pesar de que se incrementa la presencia de vapor de agua en los gases de escape (con un incremento de la capacidad calorífica específica).

Este incremento facilita la generación de trabajo en la turbina y el aumento de contenido de humedad genera una mayor potencia de la salida de la turbina.

Por otra parte, desde el punto de vista ambiental, las emisiones de CO₂ disminuyen debido que cuando H₂ se quema emite solo emite vapor de agua.

5.2. Balances de Energía

Se plantearán los cálculos de balances energéticos que permitan demostrar si existe una mejora en la eficiencia de la turbina, tanto cuando se opera con gas natural como cuando opera con la mezcla gaseosa propuesta.

Por otra parte, también se realizarán los cálculos de balances para la determinación de las pérdidas de carga y/o caídas de presión en el transporte del gas hidrógeno, desde el punto de almacenamiento hasta el ingreso a la turbina.

5.2.1. Cálculo de Calor obtenido por los gases de combustión

Al igual que el apartado anterior, se realizan las operaciones de balances energéticos para ambos casos de combustión en la turbina: gas natural y gas natural+ hidrógeno.

En este caso, se calculará la variación de entalpía generada por la reacción química en forma de calor dentro de la cámara de combustión.

5.2.1.1. Calor generado por combustión con gas natural (100%)

Se obtendrá la magnitud energética del calor a partir del análisis matemático de las Capacidades Caloríficas de los gases que forman parte de este proceso de combustión. Para ello, se utilizarán los parámetros reales de temperatura informados por la compañía eléctrica para la turbina TG3.

Estas temperaturas son: inicial 747 °F (670 K) y final 1.234 °F (940 K).

Las cantidades molares de los compuestos se extraen del balance de materia realizado:

Reactivos		Productos	
CH ₄	685,75 kmol	CO ₂	685,75 kmol
O ₂	1.371,5 kmol	H ₂ O	1.371,5 kmol
		N ₂	5.159,45 kmol

También, se toman los calores de formación con temperatura de referencia 298 K, informados a continuación:

$$\Delta \dot{H}^{\circ}_{f(\text{CH}_4)} = -74.897,67 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}} \quad ; \quad \Delta \dot{H}^{\circ}_{f(\text{O}_2)} = 0 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}}$$

$$\Delta \dot{H}^{\circ}_{f(\text{CO}_2)} = -393.776,08 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}} \quad ; \quad \Delta \dot{H}^{\circ}_{f(\text{H}_2\text{O})} = -241.988,25 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}} \quad ; \quad \Delta \dot{H}^{\circ}_{f(\text{N}_2)} = 0 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}}$$

Las ecuaciones de capacidad calorífica de los gases a utilizar corresponden a los reactivos y productos involucrados en la reacción y son válidas para procesos con intervalos de temperatura entre 273 K y 1.800 K. Estas se presentan a continuación:

$$C_{p(\text{CH}_4)} = 19,89 + 5,024 \times 10^{-2} T + 1,269 \times 10^{-5} T^2 - 11,01 \times 10^{-9} T^3 \left[\frac{\text{kJ}}{\text{kmol} \cdot \text{K}} \right]$$

$$C_{p(\text{O}_2)} = 25,48 + 1,520 \times 10^{-2} T - 0,7155 \times 10^{-5} T^2 + 1,312 \times 10^{-9} T^3 \left[\frac{\text{kJ}}{\text{kmol} \cdot \text{K}} \right]$$

$$C_{p(\text{CO}_2)} = 22,26 + 5,981 \times 10^{-2} T - 3,501 \times 10^{-5} T^2 + 7,469 \times 10^{-9} T^3 \left[\frac{\text{kJ}}{\text{kmol} \cdot \text{K}} \right]$$

$$Cp_{(H_2O)} = 32,24 + 0,1923 \times 10^{-2} T + 1,055 \times 10^{-6} T^2 - 3,595 \times 10^{-9} T^3 \left[\frac{kJ}{kmol \cdot K} \right]$$

$$Cp_{(N_2)} = 28,90 - 0,1571 \times 10^{-2} T + 0,8081 \times 10^{-5} T^2 - 2,873 \times 10^{-9} T^3 \left[\frac{kJ}{kmol \cdot K} \right]$$

Partimos de la ecuación general para el balance energético:

$$\Delta E_c + \Delta K + \Delta H = Q + W$$

Por el momento, sólo consideramos el calor desarrollado dentro de la cámara de combustión ($\Delta E_c = 0$; $\Delta K = 0$; $W = 0$), por lo que el balance queda reducido en $\Delta H = Q$

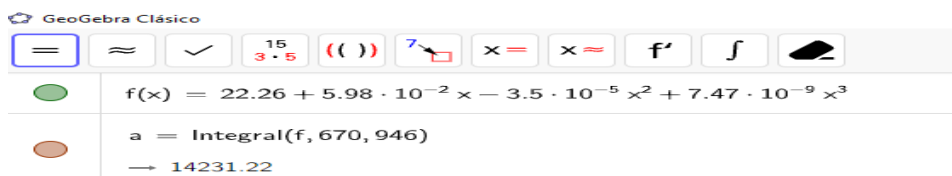
$$Q = \Delta H = \sum (\Delta \dot{H}_i)_{\text{productos}} - \sum (\Delta \dot{H}_i)_{\text{reactivos}}$$

$$Q = [n_{CO_2} \cdot Cp_{(CO_2)} + n_{H_2O} \cdot Cp_{(H_2O)} + n_{N_2} \cdot Cp_{(N_2)}]_{\text{productos}} \\ - [n_{CH_4} \cdot Cp_{(CH_4)} + n_{O_2} \cdot Cp_{(O_2)}]_{\text{reactivos}}$$

Determinamos las variaciones de entalpías de cada compuesto en unidades de kJ, a partir de los calores sensibles de cada uno de estos e integrando sus ecuaciones con los límites de temperatura informados anteriormente. Para los cálculos integrales definidas se utiliza el software “Geogebra Clásico” con la opción que ofrece de Cálculo Simbólico (CAS).

- Productos:

$$\Delta H_{CO_2} = (685,75 \text{ kmol}) \left[\int_{670 \text{ K}}^{946 \text{ K}} (22,26 + 5,981 \times 10^{-2} T - 3,501 \times 10^{-5} T^2 \right. \\ \left. + 7,469 \times 10^{-9} T^3) \frac{kJ}{kmol \cdot K} dT - 393.776,08 \frac{kJ}{kmol} \right]$$



GeoGebra Clásico

$f(x) = 22.26 + 5.98 \cdot 10^{-2} x - 3.5 \cdot 10^{-5} x^2 + 7.47 \cdot 10^{-9} x^3$

$a = \text{Integral}(f, 670, 946)$

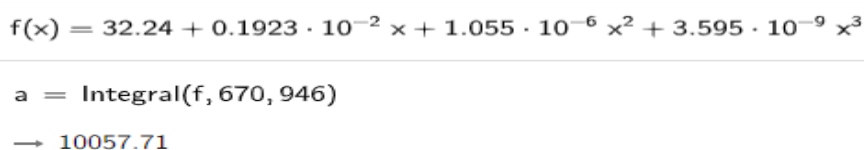
$\rightarrow 14231.22$

$$\Delta H_{CO_2} = (685,75 \text{ kmol}) \left[14.231,22 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}} - 393.776,08 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}} \right]$$

$$= (685,75 \text{ kmol}) \cdot \left(-379.544,86 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}} \right)$$

$$\Delta H_{CO_2} = -260.272.887,7 \text{ kJ}$$

$$\Delta H_{H_2O} = (1.371,5 \text{ kmol}) \left[\int_{670 \text{ K}}^{946 \text{ K}} (32,24 + 0,1923 \times 10^{-2} T + 1,055 \times 10^{-6} T^2 - 3,595 \times 10^{-9} T^3) \frac{\text{kJ}}{\text{kmol} \cdot \text{K}} dT - 241.988,25 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}} \right]$$



$f(x) = 32.24 + 0.1923 \cdot 10^{-2} x + 1.055 \cdot 10^{-6} x^2 + 3.595 \cdot 10^{-9} x^3$

$a = \text{Integral}(f, 670, 946)$

$\rightarrow 10057.71$

$$\Delta H_{H_2O} = (1.371,5 \text{ kmol}) \left[10.057,71 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}} - 241.988,25 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}} \right]$$

$$= (1.371,5 \text{ kmol}) \cdot \left(-231.930,54 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}} \right)$$

$$\Delta H_{H_2O} = -318.092.735,6 \text{ kJ}$$

$$\Delta H_{N_2} = (5.159,45 \text{ kmol}) \left[\int_{670 \text{ K}}^{946 \text{ K}} (28,90 - 0,1571 \times 10^{-2} T + 0,8081 \times 10^{-5} T^2 - 2,873 \times 10^{-9} T^3) \frac{\text{kJ}}{\text{kmol} \cdot \text{K}} dT - 0 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}} \right]$$

$$f(x) = 28.90 - 0.1571 \cdot 10^{-2} x + 0.8081 \cdot 10^{-5} x^2 - 2.873 \cdot 10^{-9} x^3$$

$$a = \text{Integral}(f, 670, 946)$$

$$\rightarrow 8665.84$$

$$\Delta H_{N_2} = (5.159,45 \text{ kmol}) \left[8.665,84 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}} - 0 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}} \right] = (5.159,45 \text{ kmol}) \cdot (8.665,84 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}})$$

$$\Delta H_{N_2} = 44.710.968,19 \text{ kJ}$$

- Reactivos:

$$\Delta H_{CH_4} = (685,75 \text{ kmol}) \left[\int_{298 \text{ K}}^{670 \text{ K}} (19,89 + 5,024x10^{-2} T + 1,269x10^{-5} T^2 - 11,01x10^{-9} T^3) \frac{\text{kJ}}{\text{kmol} \cdot \text{K}} dT - 74.897,67 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}} \right]$$

$$f(x) = 19.89 + 5.024 \cdot 10^{-2} x + 1.269 \cdot 10^{-5} x^2 - 11.01 \cdot 10^{-9} x^3$$

$$a = \text{Integral}(f, 298, 670)$$

$$\rightarrow 17072.03$$

$$\Delta H_{CH_4} = (685,75 \text{ kmol}) \cdot \left[17.072,03 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}} - 74.897,67 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}} \right]$$

$$= (685,75 \text{ kmol}) \cdot \left(-57.825,64 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}} \right)$$

$$\Delta H_{CH_4} = -39.653.932,63 \text{ kJ}$$

$$\Delta H_{O_2} = (1.371,5 \text{ kmol}) \left[\int_{298 \text{ K}}^{670 \text{ K}} (25,48 + 1,520x10^{-2} T - 0,7155x10^{-5} T^2 + 1,312x10^{-9} T^3) \frac{\text{kJ}}{\text{kmol} \cdot \text{K}} dT - 0 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}} \right]$$

$$+ 1,312x10^{-9} T^3) \frac{\text{kJ}}{\text{kmol} \cdot \text{K}} dT - 0 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}} \left]$$

$$f(x) = 25.48 + 1.520 \cdot 10^{-2} x - 0.7155 \cdot 10^{-5} x^2 + 1.312 \cdot 10^{-9} x^3$$

$$a = \text{Integral}(f, 298, 670)$$

$$\rightarrow 11624.59$$

$$\Delta H_{O_2} = (1.371,5 \text{ kmol}) \cdot \left[11.624,59 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}} - 0 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}} \right] = (1.371,5 \text{ kmol}) \cdot \left(11.624,59 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}} \right)$$

$$\Delta H_{O_2} = 15.943.125,19 \text{ kJ}$$

$$Q = \Delta H = (-260.272.887,7 \text{ kJ} - 318.092.735,6 \text{ kJ} + 44.710.968,19 \text{ kJ}) \\ - (-39.653.932,63 \text{ kJ} + 15.943.125,19 \text{ kJ})$$

$$Q = -533.654.655,1 \text{ kJ} + 23.710.807,44 \text{ kJ}$$

$$Q_{(100\% \text{ Gas Natural})} = -509.943.847,7 \text{ kJ}$$

5.2.1.2. Calor generado por combustión con gas natural (30%) + hidrógeno (70%)

Para esta condición de operación en la turbina utilizaremos las cantidades molares obtenidas en el balance de masa correspondiente.

Reactivos		Productos	
CH ₄	205,72 kmol	CO ₂	205,72 kmol
H ₂	480,03 kmol	H ₂ O	891,47 kmol
O ₂	651,46 kmol	N ₂	2.450,71 kmol

Se aplican los mismos calores de formación para los compuestos, y también llegamos al valor de cambio de entalpía (calor) por medio del cálculo integral de las capacidades caloríficas usando “Geogebra Clásico”.

En cuanto a las temperaturas alcanzadas en la reacción con hidrógeno, sabemos según la teoría estudiada que estos procesos de combustión llegan a ser superiores en unos 300 °C aproximadamente, en comparación con el gas natural. Por ello, proponemos las siguientes temperaturas para el desarrollo de los cálculos.

Las temperaturas consideradas son: inicial 670 K y final 1.150 K.

$$Q = [n_{CO_2} \cdot Cp_{(CO_2)} + n_{H_2O} \cdot Cp_{(H_2O)} + n_{N_2} \cdot Cp_{(N_2)}]_{\text{productos}} - [n_{CH_4} \cdot Cp_{(CH_4)} + n_{H_2} \cdot Cp_{(H_2)} + n_{O_2} \cdot Cp_{(O_2)}]_{\text{reactivos}}$$

$$Cp_{(H_2)} = 29,11 - 0,1916 \times 10^{-2} T + 0,4003 \times 10^{-5} T^2 - 0,8704 \times 10^{-9} T^3 \left[\frac{kJ}{kmol \cdot K} \right]$$

- Productos:

$$\Delta H_{CO_2} = (205,72 \text{ kmol}) \left[\int_{670 \text{ K}}^{1.150 \text{ K}} (22,26 + 5,981 \times 10^{-2} T - 3,501 \times 10^{-5} T^2 + 7,469 \times 10^{-9} T^3) \frac{kJ}{kmol \cdot K} dT - 393.776,08 \frac{kJ}{kmol} \right]$$

$f(x) = 22.26 + 5.981 \cdot 10^{-2} x - 3.501 \cdot 10^{-5} x^2 + 7.469 \cdot 10^{-9} x^3$
$a = \text{Integral}(f, 670, 1150)$
$\rightarrow 25460.66$

$$\Delta H_{CO_2} = (205,72 \text{ kmol}) \left[25.460,66 \frac{kJ}{kmol} - 393.776,08 \frac{kJ}{kmol} \right]$$

$$= (205,72 \text{ kmol}) \cdot (-368.315,42 \frac{kJ}{kmol})$$

$$\Delta H_{CO_2} = -75.769.848,2 \text{ kJ}$$

$$\Delta H_{H_2O} = (891,47 \text{ kmol}) \left[\int_{670 \text{ K}}^{1.150 \text{ K}} (32,24 + 0,1923 \times 10^{-2} T + 1,055 \times 10^{-6} T^2 - 3,595 \times 10^{-9} T^3) \frac{\text{kJ}}{\text{kmol} \cdot \text{K}} dT - 241.988,25 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}} \right]$$

$$f(x) = 32.24 + 0.1923 \cdot 10^{-2} x + 1.055 \cdot 10^{-6} x^2 - 3.595 \cdot 10^{-9} x^3$$

$$a = \text{Integral}(f, 670, 1150)$$

$$\rightarrow 15353.43$$

$$\Delta H_{H_2O} = (891,47 \text{ kmol}) \left[15.353,43 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}} - 241.988,25 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}} \right]$$

$$= (891,47 \text{ kmol}) \cdot (-226.634,82 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}})$$

$$\Delta H_{H_2O} = -202.038.143 \text{ kJ}$$

$$\Delta H_{N_2} = (2.450,71 \text{ kmol}) \left[\int_{670 \text{ K}}^{1.150 \text{ K}} (28,90 - 0,1571 \times 10^{-2} T + 0,8081 \times 10^{-5} T^2 - 2,873 \times 10^{-9} T^3) \frac{\text{kJ}}{\text{kmol} \cdot \text{K}} dT - 0 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}} \right]$$

$$f(x) = 28.90 - 0.1571 \cdot 10^{-2} x + 0.8081 \cdot 10^{-5} x^2 - 2.873 \cdot 10^{-9} x^3$$

$$a = \text{Integral}(f, 670, 1150)$$

$$\rightarrow 15360.87$$

$$\Delta H_{N_2} = (2.450,71 \text{ kmol}) \left[15.360,87 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}} - 0 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}} \right] = (2.450,71 \text{ kmol}) \cdot (15.360,87 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}})$$

$$\Delta H_{N_2} = 37.645.037,72 \text{ kJ}$$

- Reactivos:

$$\Delta H_{CH_4} = (205,72 \text{ kmol}) \left[\int_{298 \text{ K}}^{670 \text{ K}} (19,89 + 5,024 \times 10^{-2} T + 1,269 \times 10^{-5} T^2 - 11,01 \times 10^{-9} T^3) \frac{\text{kJ}}{\text{kmol} \cdot \text{K}} dT - 74.897,67 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}} \right]$$

$$f(x) = 19.89 + 5.024 \cdot 10^{-2} x + 1.269 \cdot 10^{-5} x^2 - 11.01 \cdot 10^{-9} x^3$$

$$a = \text{Integral}(f, 298, 670)$$

$$\rightarrow 17072.03$$

$$\begin{aligned} \Delta H_{CH_4} &= (205,72 \text{ kmol}) \cdot \left[17.072,03 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}} - 74.897,67 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}} \right] \\ &= (205,72 \text{ kmol}) \cdot \left(-57.825,64 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}} \right) \end{aligned}$$

$$\Delta H_{CH_4} = -11.895.890,66 \text{ kJ}$$

$$\Delta H_{H_2} = (480,03 \text{ kmol}) \left[\int_{298 \text{ K}}^{670 \text{ K}} (29,11 - 0,1916 \times 10^{-2} T + 0,4003 \times 10^{-5} T^2 - 0,8704 \times 10^{-9} T^3) \frac{\text{kJ}}{\text{kmol} \cdot \text{K}} dT - 0 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}} \right]$$

$$f(x) = 29.11 - 0.1916 \cdot 10^{-2} x + 0.4003 \cdot 10^{-5} x^2 - 0.8704 \cdot 10^{-9} x^3$$

$$a = \text{Integral}(f, 298, 670)$$

$$\rightarrow 10807.82$$

$$\Delta H_{H_2} = (480,03 \text{ kmol}) \left[10.807,82 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}} - 0 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}} \right] = (480,03 \text{ kmol}) \cdot \left(10.807,82 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}} \right)$$

$$\Delta H_{H_2} = 5.188.077,85 \text{ kJ}$$

$$\Delta H_{O_2} = (651,46 \text{ kmol}) \left[\int_{298 \text{ K}}^{670 \text{ K}} (25,48 + 1,520 \times 10^{-2} T - 0,7155 \times 10^{-5} T^2 + 1,312 \times 10^{-9} T^3) \frac{\text{kJ}}{\text{kmol} \cdot \text{K}} dT - 0 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}} \right]$$

$$f(x) = 25.48 + 1.520 \cdot 10^{-2} x - 0.7155 \cdot 10^{-5} x^2 + 1.312 \cdot 10^{-9} x^3$$

$$a = \text{Integral}(f, 298, 670)$$

$$\rightarrow 11624.59$$

$$\Delta H_{O_2} = (651,46 \text{ kmol}) \cdot \left[11.624,59 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}} - 0 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}} \right] = (651,46 \text{ kmol}) \cdot \left(11.624,59 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}} \right)$$

$$\Delta H_{O_2} = 7.572.955,41 \text{ kJ}$$

$$Q = \Delta H = (-75.769.848,2 \text{ kJ} - 202.038.143 \text{ kJ} + 37.645.037,72 \text{ kJ}) - (-11.895.890,66 \text{ kJ} + 5.188.077,85 \text{ kJ} + 7.572.955,41 \text{ kJ})$$

$$Q = -240.162.963,5 \text{ kJ} - 865.142,6 \text{ kJ}$$

$$Q_{(30\% \text{ GN} + 70\% \text{ Hidróg.})} = -241.028.106,1 \text{ kJ}$$

5.2.2. Análisis de los cálculos de balance

Los gases provenientes de la combustión poseen una presión y temperatura elevada, que se transmite como energía térmica contenida en el gas caliente e ingresa a la turbina conectada posteriormente.

La adición de H₂ al Gas natural influye en las propiedades físicas y de combustión, debido que la velocidad de combustión laminar y la temperatura de llama adiabática se

incrementan generando modificaciones en el índice de Wobbe, el requerimiento de aire (relación aire/combustible) y, por ende, en el aporte térmico.

Existen ensayos que demuestran que conforme aumenta la proporción de H₂ hasta cerca del 70%, aumenta el porcentaje de O₂ en la chimenea y el aporte térmico disminuye. Así mismo, cuando se alcanza un 100% de H₂, el porcentaje de O₂ disminuye hasta un 4% y el aporte térmico se incrementa significativamente (Fig.38). (Gersen, S., Slim, B., Zeijlmaker, R., & Tichelaar, R. (2020b). The development of a natural Gas/Hydrogen boiler system. ResearchGate.)

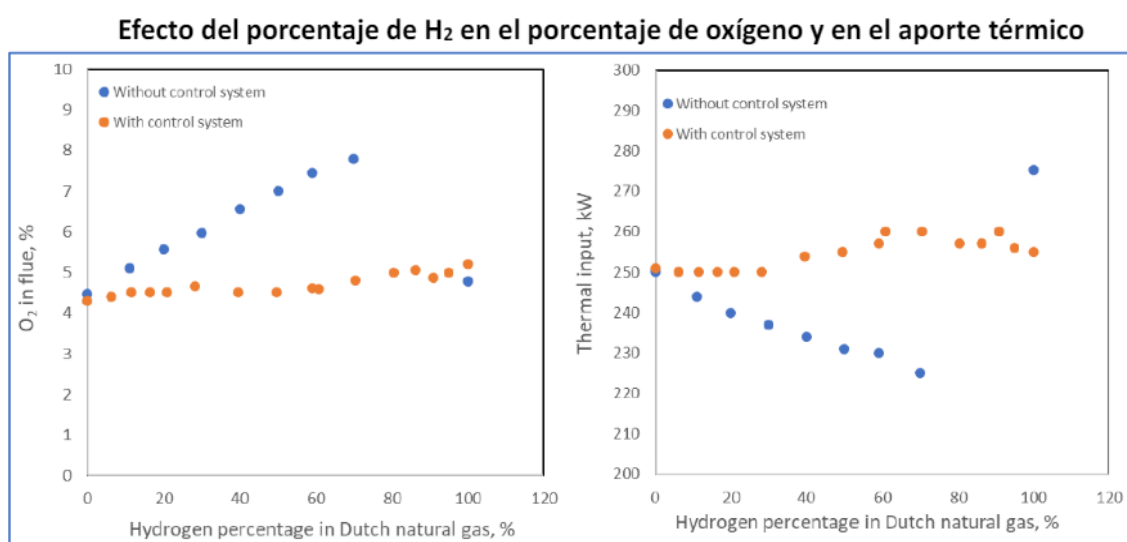


Fig. 38 – Efecto del porcentaje de Hidrógeno en el porcentaje de oxígeno y en el aporte térmico.

Tanto la reducción como el aumento del porcentaje de oxígeno en la chimenea perjudican la eficiencia del equipo. En el primer caso, se presenta el riesgo de no tener el suficiente oxígeno para que ocurra la reacción; mientras que en el segundo caso existiría una cantidad de oxígeno en exceso que puede absorber parte del calor generado en la combustión, desaprovechando la energía.

Por ende, será de gran importancia mantener un exceso de aire constante e independiente de la adición de H₂.

5.2.2. Pérdidas de Carga en el Hidroducto

En la determinación de las pérdidas de carga para la tubería que transportará el gas hidrógeno, desde el tanque de almacenamiento hasta la turbina de gas, nos basaremos en las ecuaciones experimentales de Darcy – Weisbach.

$$H_f = \frac{8 \cdot f \cdot L}{\pi^2 \cdot g \cdot D^5} \cdot Q^2$$

Para la determinación de esta expresión es necesario realizar cálculos previos adicionales teniendo en cuenta algunas consideraciones.

Según recomendaciones operativas de trabajo seguro con hidrógeno, las velocidades sugeridas para el transporte de este fluido por tubería rondan entre los 15 m/s y 20 m/s.

En nuestro caso, consideramos una velocidad de 15 m/s para la determinación del diámetro de tubería necesaria.

$$Q = v \cdot A \rightarrow A = \frac{Q}{v} = \frac{0,65 \frac{m^3}{s}}{15 \frac{m}{s}} \rightarrow A = 0,0433 m^2$$

$$A = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \rightarrow D = \sqrt{\frac{A \cdot 4}{\pi}} = \sqrt{\frac{0,0433 m^2 \cdot 4}{\pi}} \rightarrow D = 0,235 m$$

También calculamos el coeficiente de fricción, f , necesario para ecuación inicial. Para ello, determinamos primero el número de Reynolds.

$$Re = \frac{v \cdot D \cdot \delta}{\mu} = \frac{15 \frac{m}{s} \cdot 0,235 m \cdot 0,085 \frac{kg}{m^3}}{8,92 \times 10^{-6} Pa \cdot s} = 33.590,25 \text{ (flujo turbulento)}$$

Debido que el flujo es turbulento, aplicamos la siguiente expresión:

$$f = \frac{0,25}{\left[\log \left(\frac{\varepsilon}{3,71 \cdot D} + \frac{5,74}{Re^{0,9}} \right) \right]^2}$$

Para tuberías de hidrógeno (acero sin costura al carbono), la rugosidad es $\varepsilon = 0,0024 \text{ mm}$.

$$f = \frac{0,25}{\left[\log \left(\frac{2,4 \times 10^{-6} m}{3,71 \cdot 0,235 m} + \frac{5,74}{33.590,25^{0,9}} \right) \right]^2} = \frac{0,25}{[\log(2,753 \times 10^{-6} + 4,845 \times 10^{-4})]^2} = \frac{0,25}{10,97} = 0,023$$

Por lo tanto, la pérdida de carga en la instalación será:

$$H_f = \frac{8 \cdot 0,023 \cdot 25 m}{\pi^2 \cdot 9,81 \frac{m}{s^2} \cdot (0,235 m)^5} \cdot \left(0,65 \frac{m^3}{s} \right)^2$$

$$H_f = 28,00 \text{ mca} = 274.400 \text{ kPa}$$

5.3. Eficiencias térmicas alcanzadas por la TG3

La eficiencia térmica ideal de un Ciclo Brayton está determinada por la relación entre el trabajo neto desarrollado y el calor adicionado. Este trabajo neto realizado por unidad de masa es la diferencia entre el trabajo obtenido en la expansión (turbina) y el trabajo invertido en la compresión.

Tendremos las siguientes relaciones desarrolladas:

$$\eta_{\text{térmico}} = \frac{W_{\text{neto}}}{Q_{\text{aportado}}}$$

$$W_{\text{neto}} = W_{\text{turbina}} - W_{\text{compresor}}$$

$$W_{\text{compresor}} = m_{\text{aire}} \cdot C_{p_{\text{aire}}} \cdot (T_2 - T_1) \quad ; \quad W_{\text{turbina}} = m_{\text{gas}} \cdot C_{p_{\text{gas}}} \cdot (T_3 - T_4)$$

$$Q_{\text{aportado}} = m_{\text{gas}} \cdot C_{p_{\text{gas}}} \cdot (T_3 - T_2)$$

5.3.1. Eficiencia Térmica ideal para 100% Gas Natural

$$W_{\text{compresor}} = m_{\text{aire}} \cdot C_{p_{\text{aire}}} \cdot (T_2 - T_1)$$

$$W_{\text{compresor (100\% GN)}} = \left[1.371,5 \text{ kmol } O_2 \cdot \left(\frac{1 \text{ kmol aire}}{0,21 \text{ kmol } O_2} \right) \cdot \left(\frac{29 \text{ kg aire}}{1 \text{ kmol aire}} \right) \right] \times 1,046 \frac{\text{J}}{\text{kg} \cdot \text{K}} \times (670 \text{ K} - 279,1 \text{ K})$$

$$W_{\text{compresor (100\% GN)}} = 77.441,16 \text{ kJ}$$

$$W_{\text{turbina}} = m_{CH_4} \cdot C_{p_{CH_4}} \cdot (T_3 - T_4)$$

Se considera la temperatura T4, según información extraída de bibliografía referente a turbinas de gas, donde se informa una temperatura de escape entre los 500-600°C (tomamos un valor medio, 550°C = 823 K).

$$W_{\text{turbina (100\% GN)}} = \left(685,75 \text{ kmol } CH_4 \cdot \frac{16 \text{ kg } CH_4}{1 \text{ kmol } CH_4} \right) \times 2,22 \frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{K}} \times (940 \text{ K} - 823 \text{ K})$$

$$W_{\text{turbina (100\% GN)}} = 2.849.867,28 \text{ kJ}$$

$$W_{neto(100\%GN)} = 2.849.867,28 \text{ kJ} - 77.441,16 \text{ kJ} = 2.772.406,3 \text{ kJ}$$

$$Q_{aportado(100\%GN)} = m_{CH_4} \cdot Cp_{CH_4} \cdot (T_3 - T_2)$$

$$Q_{aportado(100\%GN)} = 10.972 \text{ kg} \cdot 2,22 \frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{K}} \cdot (940 \text{ K} - 670 \text{ K})$$

$$Q_{aportado(100\%GN)} = 6.576.616,8 \text{ kJ}$$

Por lo tanto, la Eficiencia Térmica Ideal será:

$$\eta_{térmico(100\%GN)} = \frac{W_{neto(100\%GN)}}{Q_{aportado(100\%GN)}} = \frac{2.772.406,3 \text{ kJ}}{6.576.616,8 \text{ kJ}} \times 100\%$$

$$\eta_{térmico(100\%GN)} = \mathbf{42,16\%}$$

5.3.2. Eficiencia Térmica ideal para 30% Gas Natural + 70% Hidrógeno

$$W_{compresor(30\%GN+70\%H_2)} = m_{aire} \cdot Cp_{aire} \cdot (T_2 - T_1)$$

$$W_{compresor(30\%GN+70\%H_2)}$$

$$= \left[651,46 \text{ kmol } O_2 \cdot \left(\frac{1 \text{ kmol aire}}{0,21 \text{ kmol } O_2} \right) \cdot \left(\frac{29 \text{ kg aire}}{1 \text{ kmol aire}} \right) \right] \times 1,046 \frac{\text{J}}{\text{kg} \cdot \text{K}} \times (670 \text{ K} - 279,1 \text{ K})$$

$$W_{compresor(30\%GN+70\%H_2)} = 36.784,41 \text{ kJ}$$

$$W_{turbina(30\%GN+70\%H_2)} = m_{CH_4} \cdot Cp_{CH_4} \cdot (T_3 - T_4) + m_{H_2} \cdot Cp_{H_2} \cdot (T_3 - T_4)$$

$$= (m_{CH_4} \cdot Cp_{CH_4} + m_{H_2} \cdot Cp_{H_2}) \times (T_3 - T_4)$$

$$W_{turbina(30\%GN+70\%H_2)}$$

$$= \left(3.291,52 \text{ kg}CH_4 \cdot 2,22 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}CH_4 \cdot K} + 960,06 \text{ kg}H_2 \cdot 14,3 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}H_2 \cdot K} \right) \times (1.150 \text{ K} - 823 \text{ K})$$

$$W_{turbina(30\%GN+70\%H_2)} = 6.878.782,6 \text{ kJ}$$

$$W_{neto(30\%GN+70\%H_2)} = 6.878.782,6 \text{ kJ} - 36.784,41 \text{ kJ} = 6.841.998,19 \text{ kJ}$$

$$Q_{aportado(30\%GN+70\%H_2)} = (m_{CH_4} \cdot Cp_{CH_4} + m_{H_2} \cdot Cp_{H_2}) \times (T_3 - T_2)$$

$$Q_{aportado(30\%GN+70\%H_2)}$$

$$= \left(3.291,52 \text{ kg}CH_4 \cdot 2,22 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}CH_4 \cdot K} + 960,06 \text{ kg}H_2 \cdot 14,3 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}H_2 \cdot K} \right) \times (1.150 \text{ K} - 670 \text{ K})$$

$$Q_{aportado(30\%GN+70\%H_2)} = 10.097.295,55 \text{ kJ}$$

Por lo tanto, la Eficiencia Térmica Ideal será:

$$\eta_{térmico(30\%GN+70\%H_2)} = \frac{W_{neto(30\%GN+70\%H_2)}}{Q_{aportado(30\%GN+70\%H_2)}} = \frac{6.841.998,19 \text{ kJ}}{10.097.295,55 \text{ kJ}} \times 100\%$$

$$\eta_{térmico(30\%GN+70\%H_2)} = \mathbf{67,76\%}$$

5.4 Rendimientos y ahorros económicos de la propuesta

Por otra parte, es posible realizar un análisis de reducción en costos por consumo de gas natural. Pero, primero, es necesario conocer y comprender como se regula la generación eléctrica en nuestra ciudad y en la provincia.

Bologna, Maria L.- Carcamo C. Angelica M. – Galichini, Iara M.

En la actualidad, la provincia de Tierra del Fuego en general no se encuentra conectada físicamente al Sistema Argentino de Interconectado (SADI), pero si se encuentra vinculado virtualmente por medio de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA).

La función de esta institución es la coordinación de la operación del despacho de cargas, la responsabilidad por el precio mayorista y la administración de las transacciones económicas que se desarrollan a través del SADI. Es decir, se encarga del despacho técnico y económico del SADI, organizando el abastecimiento de la demanda al mínimo costo compatible con el volumen y la calidad de la oferta energética disponible.

Debido a las decisiones técnicas-económicas tomadas por parte de la provincia y el gobierno nacional, el consumo de gas natural que abastece a la Cooperativa Eléctrica de nuestra ciudad es un costo que se encuentra “subsidiado” por CAMMESA, y por ende, son ellos quienes sobrellevan este gasto de generación energética.

Por lo tanto, al considerar una reducción en el gasto de consumo de gas natural, durante las horas que se ha propuesto la mejora con uso de gas hidrógeno, esto tendría un impacto económico positivo sobre la cantidad de “gas subsidiado”, ya que se reduciría también el importe de este por parte de CAMMESA.

Sabemos que, por cada 1 m³ de gas natural consumido es posible generar aproximadamente 10,55 kWh.

Entonces, para el consumo de gas determinado anteriormente por hora (en el rango de mayor demanda energética), podemos calcular aproximadamente la cantidad de energía generada por la Turbina TG3:

Bologna, Maria L.- Carcamo C. Angelica M. – Galichini, Iara M.

$$\frac{3.340 \text{ m}^3 \text{ gas natural}}{h} \times \frac{10,55 \text{ kWh}}{1 \text{ m}^3} = 35.237 \text{ kWh}$$

$$35.237 \text{ kWh} \times 5 \text{ h} = \mathbf{176.185 \text{ kW}}$$

Según datos aportados por la Cooperativa Eléctrica, la tarifa actual de gas consumido ronda entre los 2,40 y 2,60 dólares el millón de BTU (British Thermal Unit).

Por consiguiente, podemos hacer las siguientes deducciones:

$$176.185 \text{ kW} \times \left(\frac{1000 \text{ W}}{1 \text{ kW}} \right) \times \left(\frac{3,41 \text{ BTU}}{1 \text{ W}} \right) = \mathbf{600.790.850 \text{ BTU}}$$

$$600.790.850 \text{ BTU} \times \left(\frac{2,50 \text{ U\$S}}{1.000.000 \text{ BTU}} \right) = \mathbf{1.501,98 \text{ U\$S}}$$

Si ahora evaluamos, el gasto económico de consumo de gas natural con la mejora de operar la turbina TG3 de forma dual:

$$\frac{3.340 \text{ m}^3 \text{ gas natural}}{h} \times 0,30 = 1.002 \text{ m}^3 \text{ gas natural/h}$$

$$\frac{1.002 \text{ m}^3 \text{ gas natural}}{h} \cdot \left(\frac{10,55 \text{ kWh}}{1 \text{ m}^3} \right) = 10.571,1 \text{ kWh}$$

$$10.571,1 \text{ kWh} \times 5 \text{ h} = \mathbf{52.855,5 \text{ kW}}$$

Pasamos a BTU para evaluar el costo en dólar:

$$52.855,5 \text{ kW} \times \left(\frac{1000 \text{ W}}{1 \text{ kW}} \right) \times \left(\frac{3,41 \text{ BTU}}{1 \text{ W}} \right) = 180.237.255 \text{ BTU}$$

$$180.237.255 \text{ BTU} \times \left(\frac{2,50 \text{ U\$S}}{1.000.000 \text{ BTU}} \right) = 450,59 \text{ U\$S}$$

	Turbina TG3 sin mejora (100 % CH₄)	Turbina TG3 con mejora (30% CH₄; 70% H₂)	Costo Gas Natural sin mejora/día	Costo Gas Natural con mejora/día
CONSUMO DE GAS NATURAL				
	16.700 m³	5.010 m³	1.501,98 U\$S	450,59 U\$S
			Ahorro en consumo de gas natural/día	
			1051,39 U\$S/día	

5.5 Proyecciones de ahorro a corto y largo plazo

Por consiguiente, realizamos una proyección futura de corto y largo plazo, analizando los ahorros de consumo de gas natural que podrían obtenerse con nuestra propuesta.

	Corto Plazo: semestral	Largo Plazo: anual
Ahorro en consumo de gas natural	$5010 \frac{m^3 \text{ gas natural}}{\text{día}} \times 183 \text{ días}$ <p style="text-align: center;">=</p> <p style="text-align: center;">916.830 m³ gas natural</p>	$5010 \frac{m^3 \text{ gas natural}}{\text{día}} \times 365 \text{ días}$ <p style="text-align: center;">=</p> <p style="text-align: center;">1.828.650 m³ gas natural</p>
Ahorro económico	$1051,39 \frac{U\$S}{\text{día}} \times 183 \text{ días} =$ <p style="text-align: center;">192.404,37 U\$S</p>	$1051,39 \frac{U\$S}{\text{día}} \times 365 \text{ días} =$ <p style="text-align: center;">383.757,35 U\$S</p>

Capítulo 6: “Estudio Económico”

6.1 Inversión Fija Total

El cálculo de la Inversión Fija parte del costo de los principales equipos, compuesto por los costos de adquisición y de instalación de los mismos. En el caso de los equipos que son importados, como los electrolizadores y los compresores, el costo de adquisición se detalló en términos FOB (precio del equipo en puerto de origen), en términos CIF (precio incluyendo el flete y seguro) y en el correspondiente al lugar de utilización, es decir, el costo de los equipos puestos en la CERG.

6.2 Cálculo del costo de los principales equipos

Se detalla el cálculo del costo de los equipos principales para la inversión inicial. El valor de cada componente de los costos se detalla a continuación en USD:

- Flete marítimo: En el caso de los electrolizadores, que provienen de Noruega, el costo por contenedor es de US\$ 2600, mientras que el correspondiente a los compresores es de US\$ 2200 por ser de origen chino.

- Seguro marítimo: 0,4 del FOB.

- CIF: Precio FOB más el costo del flete y el seguro marítimo.

- Precio de la maquinaria puesta en lugar de trabajo: Se compone de la suma de los siguientes costos:

- Costos de despacho: US\$ 260 por contenedor.

- Honorarios del despachante de aduana: US\$ 250 por contenedor.

- Gastos de plazoleta: US\$ 750 por contenedor.
- Gastos operativos y administrativos: US\$ 650 por contenedor.
- Ingresos Brutos: 2,5% del CIF ○ IVA por bien de capital: 10,5% del CIF.
- Fletes y seguros para transportar el bien hasta la fábrica: US\$ 450 por contenedor.
- Costos de instalación de equipos: Incluye tanto el costo del personal implicado en la instalación como de los viáticos correspondientes.

COSTOS	Transformador	Electrolizador	Compresor	Tanque de almacenamiento de Hidrogeno
Cantidad de contenedores		2	2	
Cantidad	1	1	1	1
Precio unitario	\$ 950.000,00	\$ 0	\$ 0	\$ 350.000,00
Precio Final	\$ 950.000,00	\$ 0	\$ 0	\$ 350.000,00
FOB	\$ -	\$ 14.621.400,00	\$ 307.125,00	\$ -
Total (Flete marítimo/ seguro marítimo / despachos de aduana = 20%)		\$ 17.545.680,00	\$ 368.550,00	
Costo Instalacion de equipos	\$ 9.500,00	\$ 14.003,00	\$ 4.294,00	\$ 8.400,00
Total por equipo	\$ 959.500,00	\$ 17.559.683,00	\$ 372.844,00	\$ 358.400,00
Total equipo principales	\$ 19.250.427,00			

Capítulo 7: “Impacto Ambiental – Análisis FODA”

7.1 Estudio de Impacto Ambiental

Si bien, el presente proyecto contiene una propuesta bastante amigable con el cuidado de nuestro medioambiente, se hace necesario una evaluación ambiental global de todas las actividades que el mismo implicará desde sus inicios y su proyección futura.

El Estudio de Impacto Ambiental (EIA) es un procedimiento necesario para valorar las afecciones ambientales de las distintas alternativas del proyecto con el propósito de seleccionar la mejor opción desde el punto de vista ambiental. Es decir, nos posibilitará identificar las actividades y métodos más seguros, así como también, permitirá proponer y evaluar las medidas alternativas apropiadas antes de la implementación de nuestro proyecto.

En este caso, nos basamos principalmente en las Normativas Internacionales ISO 14001 (2015): “Gestión de los Riesgos Ambientales. A partir de esta, se realizó una matriz energética de aspectos ambientales que acompañan a la implementación del proyecto.

7.1.1 Aspectos ambientales e Impactos ambientales

Para la identificación de los aspectos ambientales e impactos ambientales se analizó el proceso de electrólisis y los subprocesos de producción, almacenaje y transporte de hidrogeno verde, poniendo principal atención en la manera que cada uno de estos interactúa con el medio ambiente.

Según ISO 14001 (2015) se define Aspecto Ambiental como un elemento que deriva de la actividad empresarial de la organización (sea producto o servicio) y que tiene contacto o puede interactuar con el medio ambiente. Así mismo, es necesario matizar la diferencia entre los

aspectos ambientales normales y los significativos, ya que estos últimos pueden causar un impacto importante en el medio ambiente.

Por otra parte, esta misma normativa, reconoce al Impacto Ambiental como un cambio en el medio ambiente, el cual puede ser de carácter adverso o beneficioso, como resultado total o parcial de los aspectos ambientales de una organización.

A continuación, se expone una lista informativa de los elementos o factores ambientales, con una breve descripción de los aspectos que abarca cada uno, los cuales se consideran los más habitualmente utilizados e importantes en los EIA.

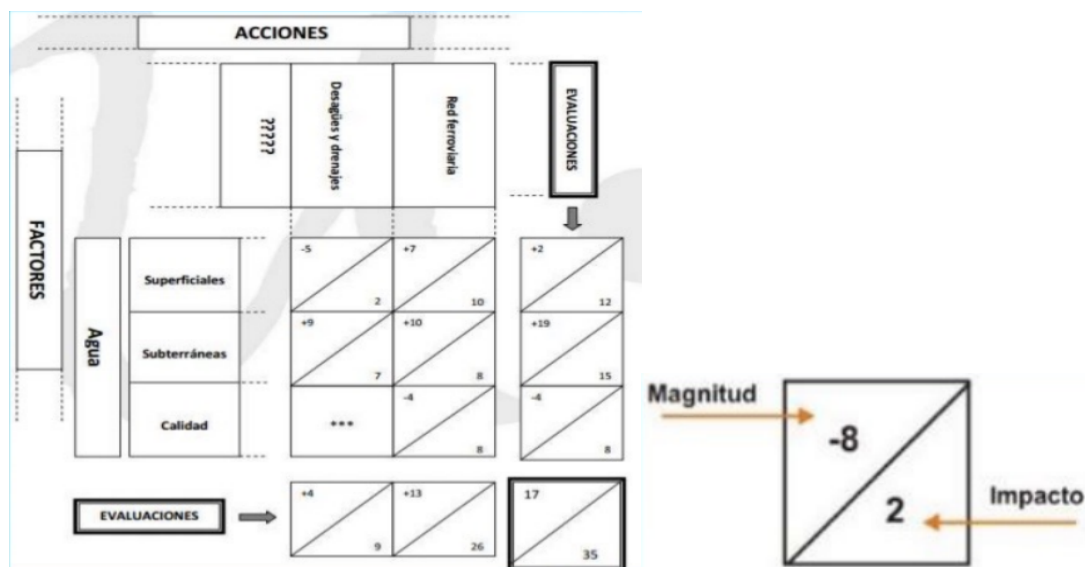
Elemento	Descripción
Agua	Contaminación del agua: Alteración de la calidad de los recursos hídricos superficiales (arroyo, lagos, ríos, etc)
Aire	Contaminación del aire: Alteración de la calidad del aire, con o sin olor (emisión de gases a la atmósfera, polvos)
Ruido	Contaminación sonora
Suelo	Contaminación del suelo o de aguas subterráneas (residuos, infiltraciones de productos químicos o combustibles)
Recursos Naturales	Agotamiento o reducción de la disponibilidad de recursos naturales y otros recursos (petróleo, agua, energía, materia prima, etc.)
Otros	Otros a especificar (molestias a la comunidad, impacto en parte de ecosistemas específicos como bosques, etc)

7.1.2 Metodología de análisis de Leopold

Esta metodología consiste en un cuadro de doble entrada en el que se disponen como filas los factores ambientales que pueden ser afectados y como columnas las acciones que vayan a tener lugar y que serán causa de los posibles impactos.

La selección del mismo radica principalmente en que es uno de los métodos más completos para este tipo de análisis, ya que involucra la magnitud como la importancia del impacto generado en diferentes etapas de un proyecto. Es decir, en cada casillero, se distingue entre magnitud e importancia del impacto usando una escala valorativa que va de uno a diez.

La magnitud del impacto hace referencia a su cantidad física; si es grande o pequeño dependerá del patrón de comparación, y puede tener el carácter de positivo o negativo, si es que el tipo de modificación identificada es deseado o no. Por otra parte, la importancia, que sólo puede recibir valores positivos, queda dada por la ponderación que se le asigne y puede ser muy diferente de la magnitud.



En cuanto a la valoración de los diferentes aspectos ambientales considerados para este proyecto, se utilizará la siguiente tabla calificatoria para asignar valores tanto a la magnitud como al impacto o importancia.

MAGNITUD			IMPORTANCIA		
Intensidad	Afectación	Calificación	Duración	Influencia	Calificación
Baja	Baja	+1	Temporal	Puntual	+1
Baja	Media	+2	Media	Puntual	+2
Baja	Alta	+3	Permanente	Puntual	+3
Media	Baja	+4	Temporal	Local	+4
Media	Media	+5	Media	Local	+5
Media	Alta	+6	Permanente	Local	+6
Alta	Baja	+7	Temporal	Regional	+7
Alta	Media	+8	Media	Regional	+8
Alta	Alta	+9	Permanente	Regional	+9
Muy alta	Alta	+10	Permanente	Nacional	+10

A partir de esta, se evalúa y asigna un valor estimado subjetivo, tanto para la magnitud del impacto como la importancia del mismo, usando una escala del 1 al 10.

De esta manera, es posible obtener suma de valores al final de las filas y columnas de la matriz. Los promedios obtenidos en cada fila indica la incidencia del conjunto sobre cada factor ambiental, y los promedios obtenidos en cada columna arrojan una valoración relativa del efecto que cada acción producirá al medio.

Las valoraciones finales obtenidas nos permiten realizar un análisis cualitativo y cuantitativo estimativo de los impactos ambientales que generará la puesta en marcha del proyecto, así como también será posible clasificar la significancia que tendrán estos sobre el medio ambiente.

7.1.3 Matriz de Leopold: “Planta productora de Hidrógeno Verde”

ACCIONES DEL PROYECTO	FACTORES AMBIENTALES	CONSTRUCCIÓN										FUNCIONAMIENTO					PROMEDIOS POSITIVOS	PROMEDIOS NEGATIVOS	IMPACTO POR SUBCOMPONENTE	IMPACTO POR COMPONENTE	IMPACTO TOTAL DEL PROMEDIO							
		Excavaciones y realización de placas en la instalación de equipos	Transporte de Materiales y Equipos para limpieza y construcción	Ruidos de construcción	Residuos de la construcción	Mal uso de combustibles y lubricantes usados en maquinaria	Generación de polvos (partículas sólidas) por el uso de maquinaria	Generación de Empleo	Demanda de Bienes y Servicios	Emissiones Atmosféricas	Ruidos de Equipos	Disminución caudal de agua potable(uso electrolizador)	Accidentes por almacenamiento de un material peligroso	Generación de Productos														
Tasa de Erosión	SUELO	-1	1	1																								
Estabilidad del suelo		-1	1	-1																								
Contaminación del suelo				-1	1	-1	1																					
Calidad Atmosférica	AIRE			-1	1	-1	1																					
Nivel de Ruido		-1	2	-2	1																							
Nivel de Polvo		-1	1	-1	1	-1	1																					
Superficial	AGUA					-1	1																					
Cantidad																												
Social	SOCIOECONOMÍA																											
Económico																												
Fauna (aves migratorias)	MEDIO BIÓTICO																											
PROMEDIOS POSITIVOS		1	1	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	2	8	2	0	
PROMEDIOS NEGATIVOS		0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	2	2	0	

Bologna, Maria L.- Carcamo C. Angelica M. – Galichini, Iara M.

7.1.4 Análisis Gráfico de los valores de magnitud-importancia de la Matriz de Leopold

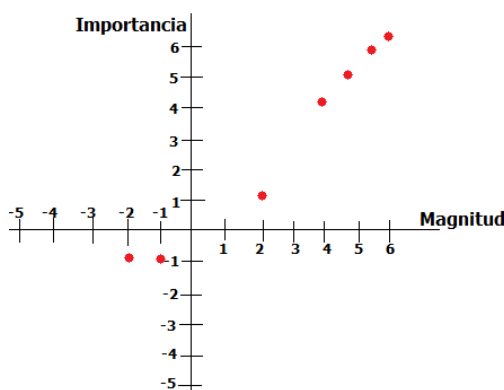
El procedimiento gráfico consiste en posicionar en el eje de las abscisas los valores correspondientes a la magnitud de los efectos, y en el eje de las ordenadas se colocan los valores asignados a la importancia del impacto considerándolos con el mismo signo que la magnitud.

De esta manera, se obtiene una nube de puntos en el 1er y 3er cuadrante que permite visualizar una relación de contraposición que representa los efectos que generaría la implementación del proyecto en el medio ambiente.

Los resultados que pueden interpretarse en este tipo de análisis gráfico pueden ser interpretados de las siguientes formas:

- Nube de puntos concentrada en el 1er cuadrante representa que el proyecto causará un beneficio ambiental.
- Nube de puntos concentrada en el 3er cuadrante representa que las modificaciones ambientales serán muy perjudiciales.
- Nube de puntos simétrica entre el 1er y 3er cuadrante representa que existirá un equilibrio entre el beneficio ambiental que se genere y el deterioro que cause.

A continuación, se presenta el gráfico obtenido para el análisis de nuestro proyecto.



7.1.5 Resultados y conclusiones

Por medio de la confección de la *Matriz de Leopold*, fue posible observar y evaluar que la mayor cantidad de impactos negativos se desarrollan durante la etapa de construcción del proyecto.

Esta etapa de inicio implica, principalmente, el montaje e instalación de los equipos productores de gas hidrógeno dentro del predio de la Cooperativa Eléctrica, ya que el aerogenerador que se propone ser utilizado, se encuentra ubicado en sector circundante del Cabo Domingo.

En cuanto a este último equipo mencionado, sólo restaría la conexión a la red de Media Tensión por medio de un transformador de tensión y otros equipos electrónicos de menor porte, los cuales no fueron incluidos como acciones del proyecto que puedan generar algún tipo de impacto significativo sobre el ambiente. En este aspecto, únicamente se consideró el impacto negativo sobre las aves migratorias presentes en la zona, aunque de igual manera se determinó una valoración muy baja debido a que se trata de un solo equipo aerogenerador y no la ejecución de un parque eólico, el cual tendría valores de mayor trascendencia ambiental.

Por su parte, los otros impactos negativos detectados en la fase inicial fueron evaluados también con valores de muy baja afección sobre el ambiente, ya que se considera que durante a construcción tendrá un lapso temporal corto (de 3 – 4 semanas aprox.) y la misma se desarrollará en un espacio que posee estructuras edilicias previas y otros equipos (turbinas) en funcionamiento, por lo que no será necesario alterar un nuevo lugar.

De igual manera, al poder identificar con anterioridad las posibles acciones negativas del proyecto, logramos planificar y proponer algunas medidas de mitigación y protección durante la fase de obra.

Respecto a los resultados obtenidos para la etapa de operación del proyecto, se puede observar que las acciones a ejecutar son bastante favorables desde el punto de vista ambiental, ya que se trata de un proceso que no genera ningún tipo de emisión de gases perjudiciales.

Así mismo, la utilización de una proporción de gas hidrógeno para la generación de energía eléctrica implica una reducción en el uso de gas natural, lo cual también disminuye la cantidad de Gases de Efecto Invernadero emanados actualmente en horarios de alta demanda energética en la ciudad (los cálculos demostrativos están reflejados en el capítulo 5 de Balances y Rendimientos del presente escrito).

Enfocándonos finalmente en la *Representación Gráfica* realizada, también podemos acotar que según la disposición de la nube de puntos representativos de los pares magnitud-importancia de los impactos ambientales estudiados, se concluye la incidencia de efectos positivos altos y bastantes significativos positivamente para el medio ambiente, debido que la mayor densidad de intersecciones se encuentra en el 1er cuadrante, demostrando que el proyecto causará un beneficio ambiental con efectos negativos bajos y de poca importancia.

7.1.6 Medidas Correctoras y de Mitigación sugeridas

Teniendo en cuenta que gran parte de obras del proyecto, se localizará en un terreno que posee otras instalaciones industriales y se encuentra ubicado dentro del lejíu urbano, se deberán tener presente algunas medidas correctoras durante la fase de construcción con el fin de minimizar el impacto causado por el montaje y puesta en marcha de los nuevos equipos.

Así mismo, se consideran y sugieren procedimientos referentes al desarrollo de una labor protegida y segura para los trabajadores, lo cual complementa y acompaña indefectiblemente a las medidas antes mencionadas.

- Al tratarse un espacio de obra ya ocupado, se necesario señalar y balizar la zona en la cual se trabajará e instalarán los nuevos equipamientos productores de hidrógeno gas.
- Dentro del área delimitada, se deberá reservar una zona para la maquinaria de obras sobre suelo, el cual poseerá un pavimentado para evitarla contaminación del terreno ante posibles derrames durante las operaciones de mantenimiento, repostaje o lavado de máquinas usadas.
- Los residuos producidos en la etapa de construcción, principalmente excedentes de tierra procedentes de excavaciones y escombros resultantes de las tareas de obras, serán llevados a un vertedero autorizado siempre que no exista la opción de reutilización como relleno en la propia obra.
- Los vehículos que transporten material pulverulento se cubrirán con una lona u otro sistema apropiado, con el objetivo de evitar emisión de polvos y partículas.

- Será necesario realizar una adecuada puesta a punto y mantenimiento de las maquinarias a utilizar, ya que se considera que de esta manera se lograrán minimizar las emisiones de gases de escape de los motores de combustión y el ruido generado por las maquinarias.
- Considerando la incidencia del tráfico habitual sobre la zona donde se montarán e instalarán los nuevos equipos (predio de la Usina Cooperativa Eléctrica), será importante contemplar que el transporte de materiales y equipos se realice de forma secuencial, con el fin de no afectar el desarrollo de las actividades diarias de los ciudadanos que por allí circulan. En caso de requerir transportes especiales, se informará a las autoridades correspondientes (municipales o policía) y, de ser necesario se solicitará autorización a la entidad competente.
- Las tareas de obra que puedan ocasionar mayor ruido se desarrollarán en el período diurno evitando generar molestias en horarios de descanso a población circundante.
- Respecto al período de finalización de obra, deberá procederse a una labor de limpieza general, retirando todos los materiales sobrantes o desechados. La misma se extenderá a terrenos o espacios que hayan sido ocupados temporalmente, debiendo garantizar que estos queden en condiciones análogas a como se encontraban previo a las tareas de construcción.
- Al trabajar con un gas catalogado como peligroso, el cual requiere una tarea en condiciones de altas presiones, será necesario operar el proceso con personal debidamente capacitado, asimilando la gran responsabilidad tanto para el entorno como con el planeta.

7.2 Análisis FODA

Es un método utilizado para evaluar las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas que presenta un proyecto o empresa. Esta técnica nos permite claramente identificar las oportunidades competitivas con las que contamos como organización, de manera tal de poder aprovecharlas al máximo.

El estudio de nuestro proyecto se realizará contextualizando y pensando como la empresa Cooperativa Eléctrica Río Grande, donde se evaluarán las cuestiones positivas y negativas (fortalezas – debilidades) que presenta para la ejecución del mismo. Respecto al análisis de las oportunidades y amenazas con las que posiblemente nos enfrentaremos, se evaluará el contexto socioeconómico con el cual se relacionará la empresa cuando el proyecto esté en ejecución efectiva.

Esto nos permitirá identificar los aspectos negativos con los que se enfrentará la puesta en marcha del proyecto, desde el punto de vista interno como externo de la empresa (debilidades y amenazas) de manera tal, que podamos afiliar a cada una de estas con aquellas fortalezas y oportunidades que logren compensar de forma positiva.

7.2.1 Conceptualizaciones a considerar para el análisis

Oportunidades: son todos aquellos factores externos y ajenos al negocio o producto que favorecen el desarrollo o dan la oportunidad de implementar mejoras. Para poder aprovechar estos factores positivos, hay que primero identificarlos y así poderles sacar aún más provecho.

Amenazas: son todos aquellos factores externos que se oponen e incluso pueden llegar a impedir la ejecución del proyecto o poner en peligro la viabilidad del negocio. Es necesario identificarlas para poder desarrollar una estrategia óptima que permita solventar estos problemas.

Fortalezas: son todos aquellos recursos internos, posiciones de poder o cualquier ventaja competitiva propia del negocio que se tienen sobre los competidores internamente.

Debilidades: son todos aquellos elementos, recursos energéticos, actitudes y habilidades que una empresa ya tiene y se presentan como barreras para lograr el correcto avance de la organización. También incluye aspectos del servicio, financieros, del mercado, organizativos, de control que frenen la marcha de la empresa. Es importante que sean identificados, para así poder desarrollar una buena estrategia y lograr eliminarlas.

7.2.2 Matriz Análisis FODA

Análisis FODA		
	Fortalezas	Debilidades
Cooperativa Eléctrica Río Grande	Propuesta que contribuye al cuidado y preservación del medio ambiente	Readaptación de elementos operativos en la Turbina de Gas y fuera de esta
	Aprovechamiento de equipo aerogenerador instalado	Distancia entre el equipo generador y la planta productora de hidrógeno gas

	cercano a una red de Media Tensión	
	Uso parcial del consumo de gas natural para abaratamiento de costos	Riesgos de labores por almacenamiento y transporte de H ₂ (g)
	Oportunidades	Amenazas
Contexto Socio- económico	Iniciación en el desarrollo de nuevas oportunidades del mercado internacional en relación al desarrollo de energías alternativas	Grandes inversiones iniciales en equipamientos nuevos y modificaciones de los sistemas actuales para readaptación
	Contribuir al cumplimiento de normas vigentes tendientes a los avances sobre el proceso de Transición Energética	

	<p>Interés del gobierno provincial por proyectos referentes a la producción de hidrógeno como vector energético</p>	<p>Logística para la adquisición de nuevos equipos que deban ingresar a la isla, condicionados por tiempos estimados de obra</p>
	<p>Régimen Impositivo aplicable a las importaciones</p>	

7.2.3 Estudio y evaluación de la Matriz FODA

Primeramente, nos focalizaremos en hacer un análisis desde una perspectiva externa, es decir, evaluando todas aquellas oportunidades y amenazas que se presentan para la ejecución del proyecto considerando en contexto socioeconómico en el cual se desarrollará.

- Frente a la búsqueda de solventar la primera amenaza evaluada referente a los altos de niveles de inversión que serán necesarios para la puesta en marcha de nuestra propuesta, consideramos que los mismos podrán ser sostenidos -en parte- por medio de la contribución de los estados provinciales o nacionales, ya que actualmente se encuentran vigentes normativas que respaldan y acompañan económicamente proyectos que fomentan la utilización de fuentes renovables de energía.

Así mismo, debido a la importancia mundial que en la actualidad se presta al cuidado ambiental, cada vez más las empresas intentan buscar nuevas alternativas de generación energética lo cual permite iniciarse en un mundo de mercado internacional de nuevas tecnologías líderes en países desarrollados. En el mundo de hoy, se considera que todas aquellas inversiones que se puedan hacer en procesos amigables con medio ambiente son generalmente amortizables en el corto plazo ya que permite importantes ahorros en el uso de fuentes tradicionales más costosas (en nuestro caso, reemplazo parcial del gas natural).

- En cuanto, a la segunda amenaza que se presenta en el transporte de los equipos y materiales necesarios para que sean adquiridos en tiempo y forma, consideramos que será compensada con aquellos beneficios que nos ofrecen las reglamentaciones impositivas vigentes en la provincia, en las cuales se contempla esta problemática a la que están expuestas todas las industrias que desarrollan sus actividades en la isla.
- Por otra parte, evaluando la propuesta en forma interna (empresarial), se puede detectar como principal debilidad la readaptación de la turbina que opera actualmente solo con gas natural, ya que su modificación es una tarea que conllevará mantener la misma fuera de servicio en horarios de demanda constante. Creemos que, en este aspecto, es de gran importancia el compromiso del personal en la realización de un trabajo mancomunado y organizado cuando se disponga de los materiales y elementos necesarios, de tal manera que los tiempos de parada de la turbina sean los mínimos posibles.

- Es por ello, que nos parece interesante poder recomendar la organización de una charla o capacitación previa al montaje e instalación de la planta productora de hidrógeno. La finalidad de la misma podrá centrarse en informar y buscar concientizar al personal acerca de la importancia que presenta este tipo de procesos, tanto a nivel ambiental como económico (ahorro en gas natural). Consideramos que, de esta manera, el personal participante en la etapa de construcción logrará asumir una labor más comprometida con el proyecto, entendiendo que la meta del mismo radica en la implementación de innovaciones tendientes al bienestar general de todos.

- Otra debilidad que pudo detectarse es la lejanía a la cual se encuentra el equipo aerogenerador que se utilizará, debido que en caso de falla del mismo requerirá la presencia de personal capacitado en el lugar para detectar y reparar la avería acusada. La fortaleza que apoya positivamente a esta debilidad es la alternativa de poder utilizar un equipo aerogenerador que es propiedad exclusiva de la Cooperativa Eléctrica Río Grande, por lo que genera una disminución monetaria en los equipos que deben adquirirse para la producción de Hidrógeno verde. Si bien, este aerogenerador se encuentra ubicado a unos 14 km del centro de la ciudad, su ubicación es muy cercana a la línea de Media Tensión que recorre el norte de Río Grande por lo que facilita la inyección de energía eléctrica a la red.

Por consiguiente, sostenemos que, con el ahorro de inversión en un aerogenerador, se puede costear los gastos en un sistema de monitoreo y control permanente a distancia, lo cual será mucho más económico que la compra de un equipo nuevo. Además, se propone realizar un plan de mantenimiento riguroso sobre el mismo

con el objetivo de evitar cualquier avería que impida su óptimo funcionamiento, considerando que función operativa es primordial en nuestro sistema.

- Por último, se plantea la debilidad empresarial del trabajo riesgoso que presenta el desarrollo de actividades diarias con gas hidrógeno. Si bien, se tiene una importante fortaleza aparejada que complementa esta debilidad, no deja de ser un proceso que conlleve altos riesgos debido a las características volátiles de este gas.

Se recomienda en este caso que, la realización de trabajos relacionados a operaciones con gas hidrógeno sean bajo procedimientos detallados desde el principio hasta el final, con los elementos de protección personal correspondiente y registros de las tareas realizadas, garantizando de esta manera que no existan repeticiones en las operaciones por omisión o desconocimiento del personal a cargo, y disminuyendo así aún más la exposición riesgosa.

Además, y para mayor seguridad, se pueden instalar detectores de gas hidrógeno en lugares estratégicos, lo cual permitirá actuar en el momento oportuno sobre las fugas encontradas y de esta manera lograr evadir daños de mayor índole.

7.2.4 Conclusiones del Análisis FODA

Se logró hasta el momento, realizar un análisis y evaluación de las tentativas dificultades que pueden presentarse si proyectamos a futuro la puesta en marcha de nuestra propuesta. Así mismo, se han pensado en diferentes aspectos positivos que puedan acoplarse y complementar a los negativos, con el fin de encontrar un equilibrio medio para realización favorable y sostenible del proyecto.

Si bien, se indicaron diferentes debilidades detectadas, consideramos que las mismas cuentan con un potencial significativo de transformarse en oportunidades a largo plazo sabiendo

Bologna, Maria L.- Carcamo C. Angelica M. – Galichini, Iara M.

que la aplicación del Hidrógeno como recurso energético es una alternativa con gran potencial y con un óptimo punto de equilibrio entre costos, eficiencia e impacto ambiental en todo su ciclo de vida.

Por otra parte, actualmente en nuestro país existe la Ley de Hidrógeno, que aún no se encuentra reglamentada, pero a pesar de ello, se entiende que existe un interés nacional por el uso energético de este gas.

Así mismo, durante los últimos años, en nuestra provincia se han realizado diferentes capacitaciones informativas y la presentación de proyectos que contengan la iniciativa del uso de Hidrógeno como recurso de energía. Esto nos permite pensar, en la posibilidad de poder contar con el apoyo económico total o parcial del gobierno provincial para subsanar gastos en inversiones que presenta el proyecto.

Considerando todo lo expuesto en el presente trabajo, se concluye que la aplicación del Hidrógeno como alternativa de combustible es posible, tanto en nuestra provincia como en el país.

Conclusión

Por todo lo expuesto consideramos que la producción de energía eléctrica basada en la incorporación de hidrógeno, es una alternativa viable para soportar las eficiencias y potencias necesarias a las demandas energéticas actuales en nuestra ciudad. Así mismo, proponemos que la opción más factible es la inyección por mezcla de gas natural e hidrógeno, cuyas ventajas principales son: turbina de gas sin modificaciones en su tamaño, mayor potencia de salida, menores emisiones de CO₂ y mejora de la detección de llama.

Creemos que el principal obstáculo para su implementación, es el alto costo de inversión inicial que implica la adquisición de equipos para la producción de hidrógeno, aunque también sabemos que podrán ser amortiguados en el corto plazo debido que se lograría un significativo ahorro en el consumo de gas natural, el cual no sólo es un recurso agotable, sino que además el precio del mismo aumenta inmediblemente.

Por su parte, creemos que nuestra propuesta se encuentra favorecida por un enfoque y compromiso global existente en cuanto a la transición energética. Esto nos permite encontramos actualmente con: empresas fabricantes de turbinas de gas que buscan diseños estructurales que permitan incluir el uso de hidrógeno como combustible; gobiernos nacionales y provinciales que fomentan el desarrollo de proyectos de esta índole; una postura social que demanda el desarrollo de actividades industriales cada vez más amigables con el medioambiente.

Se concluye que la incorporación de H₂ al gas natural como mezcla de combustibles en la alimentación a la turbina de gas (TG3), resulta una propuesta viable técnica, ambiental y económicamente, demostrando el potencial que posee el hidrógeno como vector energético en la actualidad, y pensando en escenarios futuros cuando se reduzcan sus costos de producción por el

avance y competencia del mercado de otras energías renovables y desarrollo de nuevas tecnologías.

Anexos

La idea de adicionar a nuestro proyecto un apartado de anexo, se realiza pensando si a futuro se desea concretar el mismo con objetivos de mayor magnitud y amplitud a nivel socio-ambiental.

El presente anexo aporta información referente a la Planta Depuradora de Tratamiento de Efluentes Domiciliarios de la ciudad de Río Grande. La información prescripta es de carácter básico y con la idea de plantear un proyecto aún más amigable con el medio ambiente. Es por ello que, se propone la iniciativa de pensar en la reutilización del agua tratada en estas instalaciones, como recurso hídrico de los electrolizadores destinados a la producción de gas hidrógeno, lo cual consecuentemente conllevaría a una reducción en la cantidad de fluido líquido tratado que se vierte al mar, participando en forma activa en la actividad de economía circular tan importante para nuestro planeta.

También, se ofrece información reciente sobre estudios realizados en la isla de Tierra del Fuego referentes al recurso eólico con el que se dispone. Considerando una amplitud de la propuesta y pensando en una actividad industrial más ambiciosa, se propone la utilización de esta información para el montaje de un parque eólico en la zona más favorable de provincia, Cabo Domingo. La energía extraída del mismo podría ser utilizada para el suministro de energía eléctrica de la planta de gas hidrógeno, la cual se puede pensar con metas de obtener mayores caudales productivos.

De esta manera, es posible no sólo pensar en el abastecimiento total de las turbinas pertenecientes a la compañía de energía eléctrica de Río Grande, sino también se puede evaluar

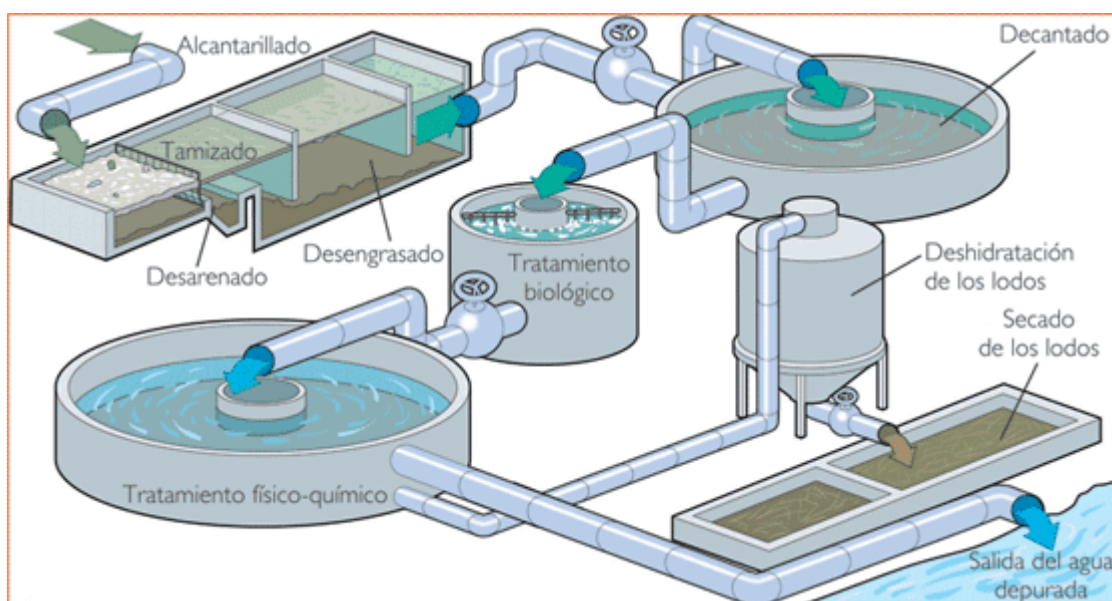
la posibilidad de exportación de gas hidrógeno al exterior, contemplando la alternativa de aprovechamiento y cercanía del futuro puerto a construir en esta ciudad.

- **Planta Depuradora Municipal de Tratamiento de Efluentes Domiciliarios**

Ubicada a unos pocos km del centro de la ciudad, sobre la zona costera al mar, se ubica la Planta Depuradora. En esta se reciben a diario, los efluentes cloacales de aproximadamente el 50% de la ciudad de Río Grande.

La misma consta de un sistema de pretratamiento del efluente que incluye rejas autolimpiantes y dos desarenadores - desengrasadores.

Una vez tratados, los efluentes clarificados ingresan a un reactor biológico aireado y, previo paso por una cámara de desinfección, son vertidos al Mar Argentino (Océano Atlántico) con un caudal promedio de aproximadamente 500 m³/día.



Características fisicoquímicas y biológicas del agua tratada de Planta Depuradora

El agua tratada a utilizar proveniente de la planta depuradora pasa por una serie de tratamientos que permiten que esta cumpla con los parámetros requeridos por reglamentación vigente para ser vertida en el mar.

Según el Decreto 1333/93, correspondiente a la Ley Provincial N° 55/92 del Medio Ambiente, se indican los valores característicos que debe cumplir el agua tratada.

TABLA DE PARÁMETROS DE CALIDAD DE LAS DESCARGAS LÍMITES PERMISIBLES

PARÁMETRO	UNIDAD	CTA	LÍMITES PARA DESCARGAR A			
			Colect. Cloacal	Cond.Pluvial curso agua	Absor. suelo	Mar
Temperatura	°C	02061	<45	<45	<45	<45
pH	upH	10301	7-10	6,5-10		
Sol.Sed.10'	ml/l	10430	ausentes	N.E		
Sol.Sed.2Hs.	ml/l	10431	<5	<1	<5	<5
Sulfuros	mg/l	26102	<2	<1	<5	N.E
S.S.E.E.	mg/l	06521	<100	<50	<50	**
Np	mg/l	07503	<10	<3	N.E	N.E
Cianuros	mg/l	06601	<0,1	<0,1	ausente	<0,1
Hid. Tot.	mg/l	06525	<100	<30	ausente	<30
Colif Tot.	NMP/100ml	36001	N.E.	<5.000	N.E.	<20000
		36002	***			
DBO5	mg/l	08202	<200	<50	<200	**
DQO	mg/l	08301	<700	<250	<500	***
S.A.A.M.	mg/l	10702	<10	<2	<2	N.E
S fenólicas	mg/l	06531	<2	<0,5	<0,1	N.E
Sulfatos	mg/l	16302	<1000	N.E.	<1000	N.E
C Org. Tot.	mg/l	06010	N.E.	N.E.	N.E.	N.E
Hierro Sol.	mg/l	26007	<10	<2	<0,1	N.E
		26008				
Zinc	mg/l	82101	<5	<2	<1	N.E
Niquel	mg/l	81101	<3	<2	<1	<2
Cromo tot.	mg/l	24001	<2	<0,5	ausente	<0,5
		14010				
Cadmio	mg/l	48001	<0,5	<0,1	ausente	<0,1
Mercurio	mg/l	80112	<0,05	<0,01	ausente	<0,001
Cobre	mg/l	29010	N.E.	<1	ausente	<1
Plomo	mg/l	82001	<2	<0,1	ausente	<0,1
Plaguicidas	mg/l		<0,5	<0,05	ausente	<0,05
Org. Clorados Plaguicidas	mg/l		<1	<0,1	ausente	<0,1

Estos parámetros nos permiten considerar, que el agua desechada luego del tratamiento realizado en la planta se puede reutilizar y aprovechar para alimentar el electrolizador de nuestro sistema de producción de hidrógeno.

Así mismo, importante aclarar que el agua sería extraída del Estanque Desengrasador, previo a la desinfección del agua tratada. Esto se debe a que, el proceso de desinfección se basa en la adición de Cloro en el agua, lo cual genera la presencia de una pequeña cantidad de cloro residual que podría dañar gravemente las celdas del electrolizador que se alimentará.

Por otra parte, a partir de la especificaciones técnicas-operativas máximas, que sean aportadas por el fabricante del electrolizador, podemos determinar el caudal de agua que se debe transportar para que el equipo funcione de manera óptima y continua.

Se exponen cálculos básicos para determinar algunos dimensionamientos del acueducto que podría transportar el agua, para un electrolizador similar al seleccionado en el presente proyecto.

$$Q_{H_2O \text{ tratada}} = \text{Cons.}_{H_2O \text{ Electrol.}} \times \dot{Q} \text{ máx. Nominal de } H_2$$

Donde: $Q_{H_2O \text{ tratada}}$: es el caudal de agua tratada requerida en L/h

$\text{Cons.}_{H_2O \text{ Electrol.}}$: es el consumo de agua necesaria para el electrolizador en $\frac{L}{Nm^3 H_2}$

$\dot{Q} \text{ máx. Nominal de } H_2$: es el flujo máx. nominal de producción de H_2 en $\frac{Nm^3 H_2}{h}$

Por lo tanto, el caudal de agua en el acueducto debe ser:

$$Q_{H_2O \text{ tratada}} = 2 \frac{L}{Nm^3 H_2} \times 500 \frac{Nm^3 H_2}{h} = 1000 \frac{L}{h} = 2,778 \times 10^{-4} \frac{m^3}{s}$$

Consideramos la posibilidad de tomar el agua en la Planta Depuradora desde un estanque en altura, que se encuentra previo a la desinfección (adición de cloro), se puede aprovechar la energía potencial del agua por este desnivel de aproximadamente 2,5 m de altura.

Se tiene en cuenta que, el agua ya tratada puede poseer mínimas concentraciones de material en suspensión, por lo que se la debe adoptar como un fluido viscoso.

Nos guiamos de la siguiente tabla, para considerar la velocidad del agua en la tubería.

Velocidades recomendadas para fluidos en tuberías.

Fluido	Tipo de Flujo	Velocidad	
		ft/s	m/s
Líquidos poco viscosos	Flujo por gravedad	0.5 – 1	0.15 – 0.30
	Entrada de bomba	1 – 3	0.3 – 0.9
	Salida de bomba	4 – 10	1.2 – 3
	Línea de Conducción	4 – 8	1.2 – 2.4
Líquidos viscosos	Entrada de bomba	0.2 – 0.5	0.06 – 0.15
	Salida de bomba	0.5 – 2	0.15 – 0.6
Vapor de Agua		30 – 50	9 – 15
Aire o gas		30 – 100	9 – 30

Fuente: McCabe et al., Operaciones Unitarias en Ingeniería Química, 4ª Ed., McGraw-Hill, 1991.

También sabemos que por las leyes que rigen los sistemas hidrodinámicos, que conforme aumenta el diámetro de la tubería, la velocidad de fluido es menor y la presión aumenta.

Si de la tabla, imponemos a nuestro sistema un valor de velocidad de 0,10 m/s, podemos obtener el diámetro de la tubería a utilizar.

Conociendo el caudal y la velocidad del agua que vamos a transportar, podemos determinar el diámetro de la cañería, por medio del uso y adaptación de la Ecuación de Continuidad.

$$Q = v \cdot A = v \cdot \left(\pi \cdot \frac{D^2}{4} \right) \text{ despejando el diámetro } \rightarrow D [m] = \sqrt{\frac{4 \cdot Q \left[\frac{m^3}{s} \right]}{\pi \cdot v \left[\frac{m}{s} \right]}}$$

$$D_{\text{tubería } H_2O \text{ tratada}} = \sqrt{\frac{4 \cdot \left(2,778 \times 10^{-4} \frac{m^3}{s} \right)}{\pi \cdot 0,10 \frac{m}{s}}} = 0,05947 \text{ m} = 59,47 \text{ mm}$$

A continuación, se presentan imágenes que podrían utilizarse como referencia para realizar aproximaciones longitudinales del acueducto, pensando que el mismo debería recorrer la zona costera de la ciudad, desde la Planta Depuradora hasta las inmediaciones del Cabo Domingo, donde se propone la nueva instalación de los equipos destinados a la producción de hidrógeno a gran escala.



Bologna, Maria L.- Carcamo C. Angelica M. – Galichini, Iara M.

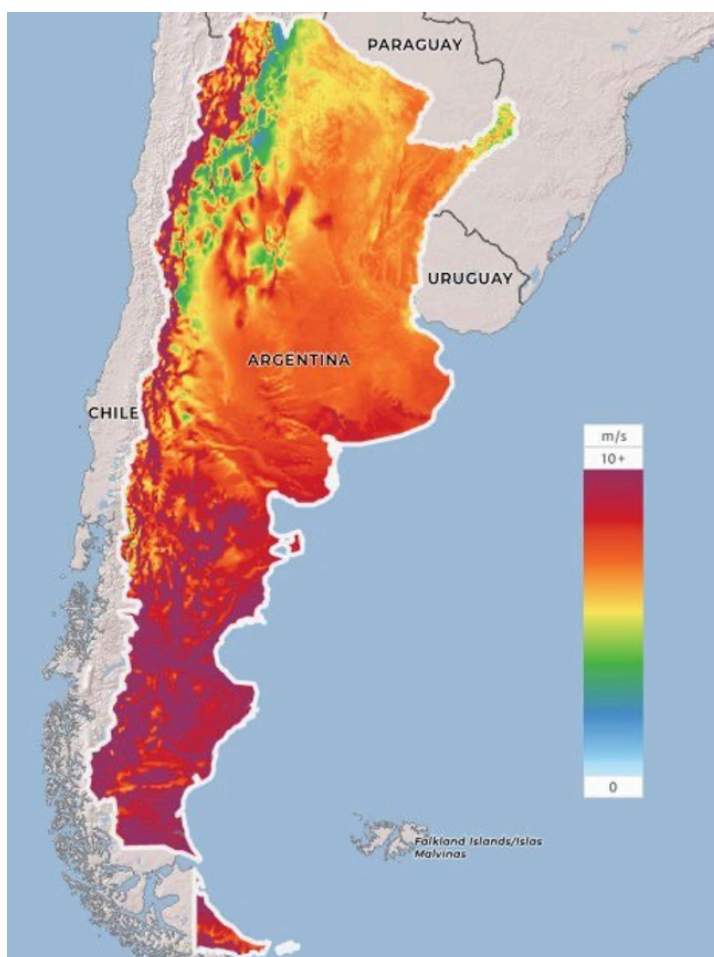
- **Disponibilidad y Caracterización del Recurso Eólico en la ciudad de Río Grande**

Estudios referentes a las características del viento en Tierra del Fuego

La Patagonia argentina es la región geográfica con los vientos más aptos a nivel mundial para producir electricidad a partir de la energía eólica. Esta calidad está dada en términos de la distribución de velocidades y la dirección de estos.

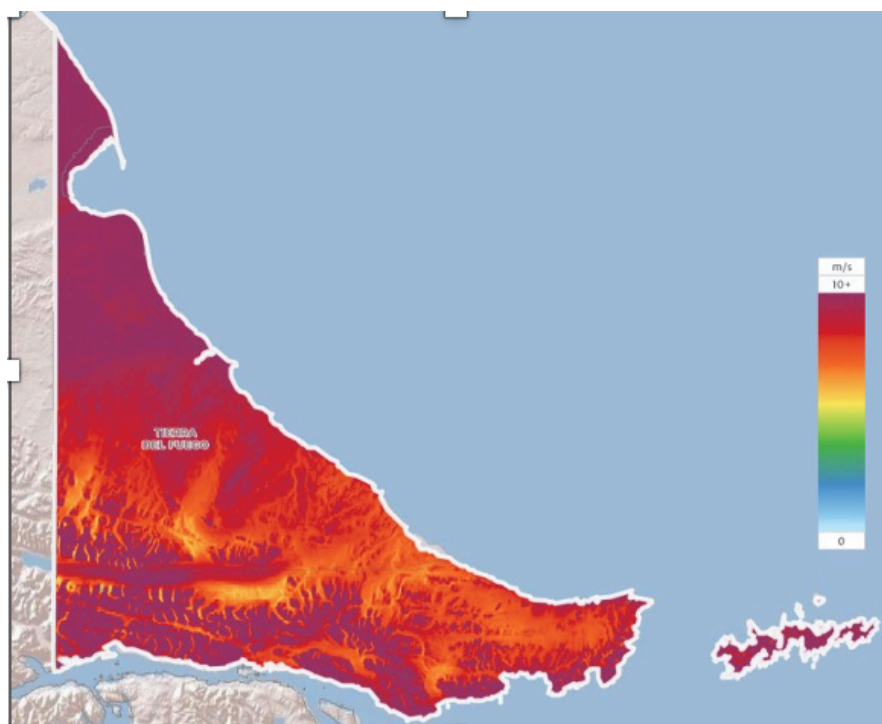
La siguiente imagen fue extraída del servicio web

<https://globalwindatlas.info/area/Argentina>, la cual nos informa sobre la velocidad del viento medida a 100 m de altura en el territorio de Argentina y de la provincia de Tierra del Fuego.



“Distribución de la velocidad media del viento en Argentina”

(Fuente: <https://globalwindatlas.info/area/Argentina/Tierra%20del%20Fuego>)



“Distribución de la velocidad media del viento en la provincia de TDF”

(Fuente: <https://globalwindatlas.info/area/Argentina/Tierra%20del%20Fuego>)

La velocidad media del viento en la provincia de Tierra del Fuego varía aproximadamente entre 9 y 13 m/s, siendo una de las más altas del mundo, constituyendo un excelente recurso para los fines de nuestro proyecto. Las horas de carga total (FLH) de estos sitios son muy superiores comparativamente a los valores medios registrados en otros sitios del mundo.

El estudio de valoración del potencial eólico requiere conocer las características que posee el viento en el sitio de interés. En general, en determinadas ocasiones las velocidades

pueden ser muy elevadas y en otras ocasiones – más frecuentes – las velocidades son moderadas a bajas.

Si bien la velocidad media del viento es un dato indicativo, esta información no es suficiente al momento de evaluar el potencial de la energía eólica, ya que un lugar específico puede contar con vientos irregulares (con altas y bajas velocidades puntuales) y su velocidad media puede ser la misma que en otro lugar que cuenta con una velocidad constante durante todo un año. En este sentido, la frecuencia de los vientos es un parámetro necesario para el estudio, ya que permite conocer la forma de distribución de los datos y obtener la probabilidad de ocurrencia. La rosa de los vientos es una representación gráfica que permite valorar la frecuencia de la dirección del viento, siendo un factor importante para identificar la orientación y optimizar la distribución de las turbinas eólicas o aerogeneradores, dentro del parque eólico.

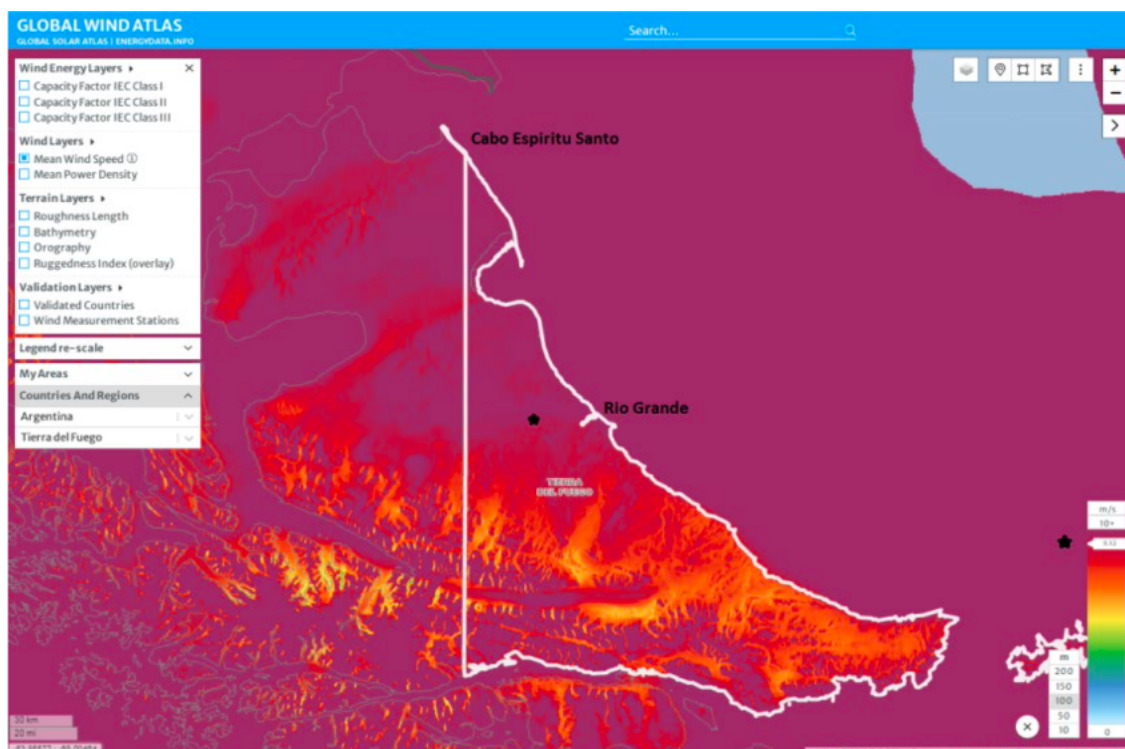
Para analizar las condiciones de los vientos en la provincia de Tierra del Fuego se utilizaron dos aplicaciones disponibles de libre uso:

- Global Wind Atlas
- Vortex

La Figura ilustra la distribución de velocidades medias del viento a 100 m de altura. Se puede observar que, desde Cabo Espíritu Santo hasta Río Grande, los valores de velocidades medias son mucho más uniformes que los observados desde Río Grande hacia el sur de la provincia. Dicha distribución de velocidades se corresponde con las características topográficas, según se ilustra en la Figura.

La zona Estepa se caracteriza por un terreno abierto de extensas llanuras y mesetas recortadas. Al comparar las Figuras, se concluye que la zona Estepa presenta las mejores

características asociadas a las velocidades de vientos, densidad de potencia y facilidades para el aprovechamiento energético de este recurso eólico, en comparación con las zonas de transición de llanuras- bosques (Ecotono) y cordillera propiamente dicha.



Potencial Eólico de la Provincia

A continuación, se realizará un análisis de la información disponible sobre la calidad de los vientos de la provincia para determinar si, a nivel meramente preliminar, la misma cuenta con los recursos eólicos mínimamente necesarios como para propiciar la instalación de proyectos de producción de hidrógeno verde proveniente de energía eólica onshore en su territorio.

A los efectos de realizar un paneo introductorio analizaremos la siguiente información:

Bologna, Maria L.- Carcamo C. Angelica M. – Galichini, Iara M.

Mapa Eólico de la Provincia.

Estudio de mediciones de potencial eólico encomendados por la Cooperativa Eléctrica y otros Servicios Públicos de Río Grande Limitada, provenientes de 5 estaciones de medición distribuidas en la zona norte de la Isla Grande de Tierra del Fuego.

El Estudio de Potencial Eólico será complementado con la información satelital de acceso abierto disponible en el sitio: www.globalwinddata.info



“Mapa Eólico de la Provincia”

El Estudio de mediciones de la Cooperativa Eléctrica, nos muestra que la velocidad promedio de los vientos extrapolada de los datos experimentales a 50 m de altura.

En una altura de 100 m se tomaron los datos informados en el sitio web referido.

Bologna, Maria L.- Carcamo C. Angelica M. – Galichini, Iara M.

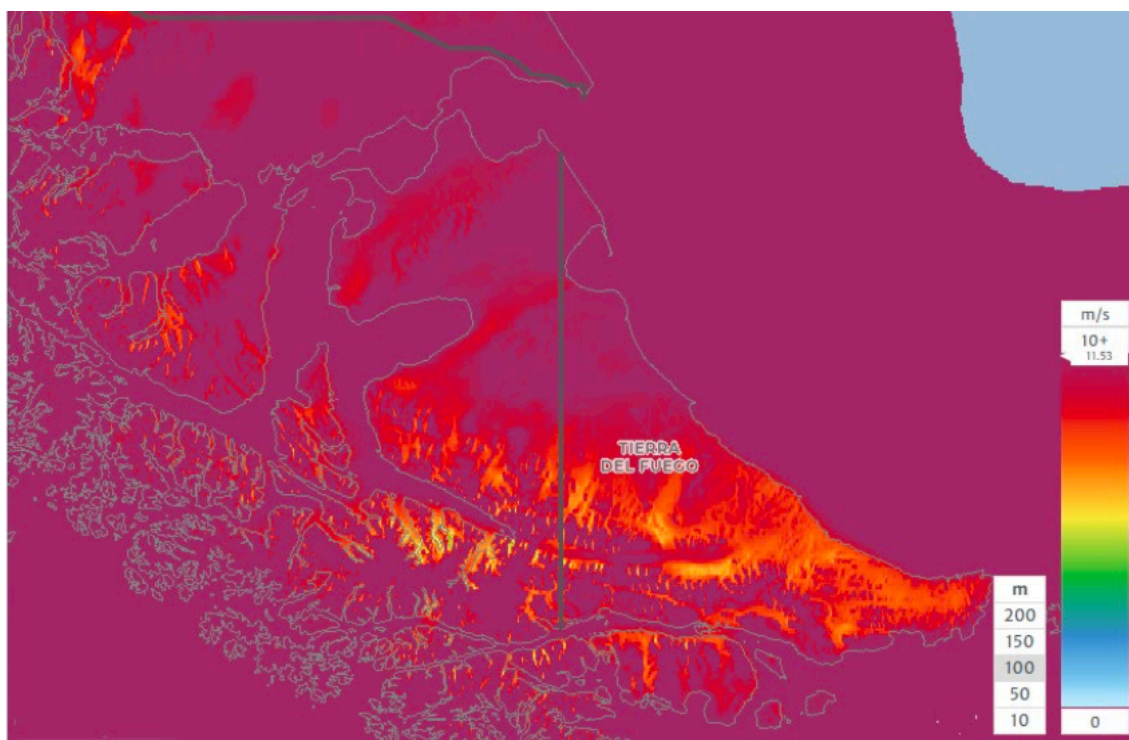
Velocidad de los vientos en zonas específicas según mediciones "*in situ*" e información satelital, fueron:

Mts	San Sebastián	Estancia Sara	Cabo Domingo	La Catalana	Antena Tolhuin
50 mts	9.42 m/s	9.75 m/s	11.32 m/s	5.80 m/s	5.19 m/s
100 mts	10.76 m/s	10.18 m/s	10.2 m/s	6.84 m/s	6.44 m/s

Se observa con claridad la condición de vientos con velocidades extremadamente fuertes como los que dominan la Patagonia Sur Argentina, sobre todo en la zona nor-este de la provincia.

En el “Estudio del Mapa Eólico” se concluye que: los datos de velocidades promedio, turbulencias, son prometedores, principalmente en la zona norte de nuestra provincia donde se encuentra ubicada la ciudad de Río Grande. Estos registros obtenidos, garantizan el éxito técnico y la factibilidad de cualquier proyecto que implique el aprovechamiento del viento para la generación de energía a partir de la selección de máquinas comercialmente disponibles.

La observación del mapa satelital es por demás de elocuente. Los colores oscuros son indicadores de los vientos más potentes del mundo y son los predominantes en la provincia. Se exhibe una imagen con la media a 100 m de altura. Se trata de información satelital que debe ser debidamente corroborada con mediciones en campo, incluso llegando a alturas de hasta 120 m.



En conclusión, la información disponible tanto a nivel satelital como la proveniente de las mediciones en campo hechas en la provincia muestran que esta posee, en términos generales, (para un nivel de análisis básico como pretendemos en esta oportunidad) el recurso eólico necesario para el desarrollo de proyectos de producción de hidrógeno verde a partir de energía eólica, localizándonos puntualmente en la zona del Cabo Domingo de la ciudad de Río Grande.

Como hemos comentado anteriormente, esta localización ha sido elegida como óptima por tener a disposición el viento, como recurso energético.

Caracterización técnica de los vientos en el Cabo Domingo

Otro aspecto a considerar es la dirección y sentido que presentan las corrientes de aire en la zona del Cabo Domingo, lo cual nos permitirá determinar la disposición en la que deberán ser montados los equipos aerogeneradores para un eficiente aprovechamiento del viento.

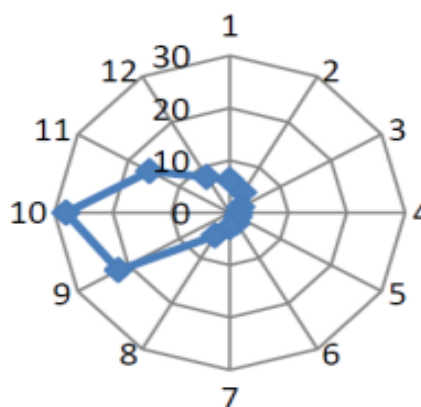
Bologna, Maria L.- Carcamo C. Angelica M. – Galichini, Iara M.

Esta información es posible, obtenerla a partir de la lectura de la rosa de los vientos construida con datos registrados en la zona de interés.

En la siguiente tabla, obtenida de estudios realizados por la compañía eléctrica de esta ciudad, se listan los valores de velocidad del viento y su frecuencia medidos en la estación Cabo Domingo, y en la figura consiguiente, se ilustra la rosa de los vientos correspondiente a esa estación. Estos datos corresponden a registros tomados en un total de 870 días, divididos en dos tandas; una de 546 días y otra de 324 días.

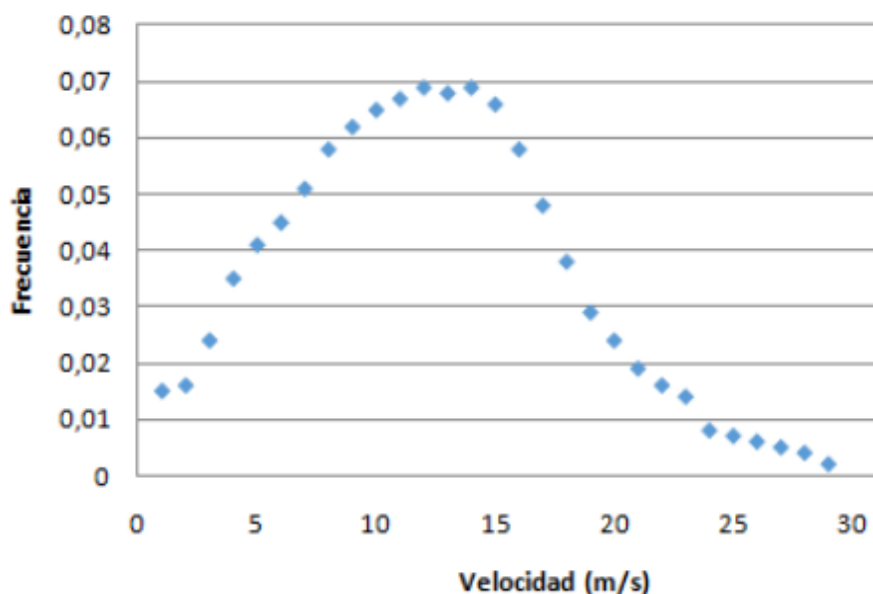
Valores medidos en estación Cabo Domingo

Datos – Rosa de los vientos		
Ángulos	Frecuencia	Velocidad (m/s)
180-210	3.1	5.29
120-50	1.6	5.51
90-120	1.8	5.52
60-90	2.1	5.66
150-180	2.2	5.67
30-60	3.5	6.97
0-30	5.1	7.60
330-360	7.9	8.00
210-240	5.8	8.04
300-330	14.4	9.57
270-300	30.7	11.43
240-270	21.7	11.51



“Rosa de los vientos medida en el Cabo Domingo”

Así mismo, se informa la siguiente grafica referente a la frecuencia de las velocidades del viento en la estación Cabo Domingo.



“Gráfica de frecuencia de los vientos en la misma zona”

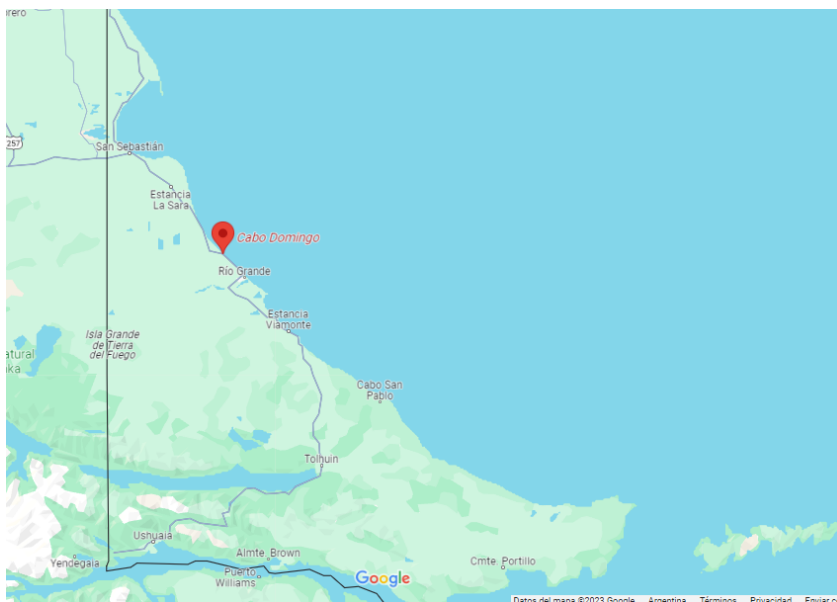
Espacio Físico Seleccionado

Teniendo en cuenta los factores mencionados, se ha escogido para el emplazamiento de la planta, la ciudad de Río Grande perteneciente a la Provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur.

En los últimos años, diferentes instituciones públicas y privadas de la ciudad de Río Grande han realizado estudios e investigaciones acerca de las características particulares que posee el recurso eólico en diferentes zonas rurales de la localidad. En lugares muy particulares de estudio, los resultados obtenidos fueron sumamente favorables y con valores de gran importancia en cuanto al recurso eólico que posee.

Uno de los lugares con registros positivos en la caracterización del viento buscada, se encontró en la zona rural del Cabo Domingo.

El Cabo Domingo es considerado un accidente geográfico situado en el Mar Argentino del Océano Atlántico. Se encuentra localizado en las coordenadas 53°41'17.38" Sur – 67°50'50.28" Oeste, aproximadamente a 15 km al noroeste del área céntrica de la ciudad de Río Grande.



“Ubicación del Cabo Domingo en la isla de Tierra del Fuego”



“Registro fotográfico actual del Cabo Domingo”

Finalmente, en caso de considerarse la posibilidad de abastecimiento parcial del parque de generación de la Cooperativa Eléctrica Río Grande, se propone aprovechar la infraestructura presente del gasoducto que atraviesa la ciudad, el cual pasa muy cerca de la zona del Cabo Domingo, y permite la posibilidad de montar una red de transporte de gas hidrógeno en forma paralela, desde la misma planta productora de hidrógeno hasta el ingreso a la compañía eléctrica.

A continuación, podemos observar un mapa satelital donde se observa una línea roja que representa el gasoducto actual, y en línea amarilla la propuesta de realizar un hidroducto en paralelo a esta infraestructura presente.



“Mapa satelital del gasoducto-hidroducto”

La tubería de Hidroducto proyectada, tendrá un recorrido subterráneo en paralelo al gasoducto, que proviene de la zona de Cullen desde norte de la ciudad. Esta red de gas tiene un recorrido a lo largo de la Ruta Nacional N°3 y pasa en forma subterránea en cercanías de donde se tiene proyectada la localización de la planta (Cabo Domingo).

Bibliografía

Calvo-González, A. E., Domínguez-Ríos, L., Quintero-Cabrera, D., & Rodríguez-Bertrán, J. R. (2016). Caracterización de turbinas de gas para su empleo en combinación de procesos. *Ingeniería mecánica*, 19(2), 85–93.

http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1815-59442016000200003

Vigil, M. G. (2019, julio 14). Aprovechamiento de las turbinas de gas para la producción de hidrógeno. *TÉCNICA INDUSTRIAL*. <https://www.tecnicaindustrial.es/aprovechamiento-de-las-turbinas-de-gas-para-l/>

ENDESA (2011). “Mejora del rendimiento con dos ciclos térmicos”.

<https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/centrales-electricas-convencionales/central-termica-convencional-ciclo-combinado>

Salvador González Ledesma, Dr. Carlos Rafael Ramírez Jiménez. “Estudio del arte en materiales y recubrimientos utilizados en Alabes de Compresor de gas por compañías líderes en la generación de energía.”

Singh, Kulvir. “Advanced Materials for Land Based gas Turbines”. *Trans Indian Inst Met*. 2014, pp. 605-620.

Wall, Martin; Lee Richard; Frost Simon. “Offshore gas turbines integrity and inspection guidance notes”. Health & safety executive. 2006, p.60.

Schilke, P.W. “Advanced Gas Turbine Materials and Coatings”. 39th GE Turbine state of the Art Technology Seminar. August 19, 2004.

Rodríguez, H. (2022, agosto 10). Hidrógeno (H): Propiedades químicas del elemento de la tabla periódica. National geographic. https://www.nationalgeographic.com.es/ciencia/propiedades-hidrogeno-h_18653

Hidrogeno Verde y sus propiedades <http://www.fcn.unp.edu.ar/sitio/quimicainorganica/wp-content/uploads/2010/08/hidrogeno.pdf>

CSIC. (s/f). *El hidrógeno verde, un acumulador energético para catapultar las renovables*. Csic.es. de <https://www.csic.es/es/actualidad-del-csic/el-hidrogeno-verde-un-acumulador-energetico-para-catapultar-las-renovables>

Zuriaga, I. G. (s/f). Retos del hidrógeno verde. Camaravalencia.com.

<https://negociosostenible.camaravalencia.com/wp-content/uploads/2021/07/ECONOMA-ARAGONESA-revista-73-Hidrogeno-Verde-2.pdf>

Bologna, Maria L.- Carcamo C. Angelica M. – Galichini, Iara M.

Hastelloy X materials technologies

<https://www.matweb.com/search/QuickText.aspx?SearchText=hastelloy%20x>

<https://www.metalstripsolutions.com/es/hastelloy-x/>

ASI 304 material property

<https://www.matweb.com/search/QuickText.aspx?SearchText=AISI%20304>

Turbinas de alta presión <https://www.ge.com/news/taxonomy/term/2100>

Hydrogen Cofiring Demonstration at new York power authority's brentwood site : ‘‘Ge Lm6000 Gas Turbine ‘’ © 2022 Electric Power Research Institute (EPRI).

Special Breakout Session: LM2500+G5 - Digital Solutions – Hydrogen - 2023 WTUI LM2500 Users Conference.

Wear characteristics of gas turbine fuel nozzle-contacting surface at different contact temperatures <https://jurnaltribologi.mytribos.org/v21/JT-21-108-122.pdf>