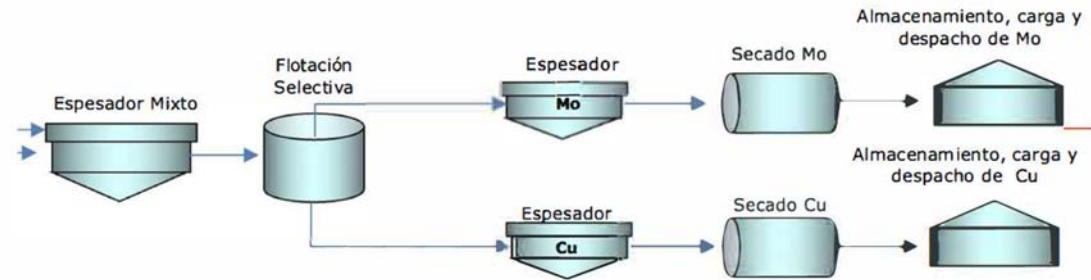
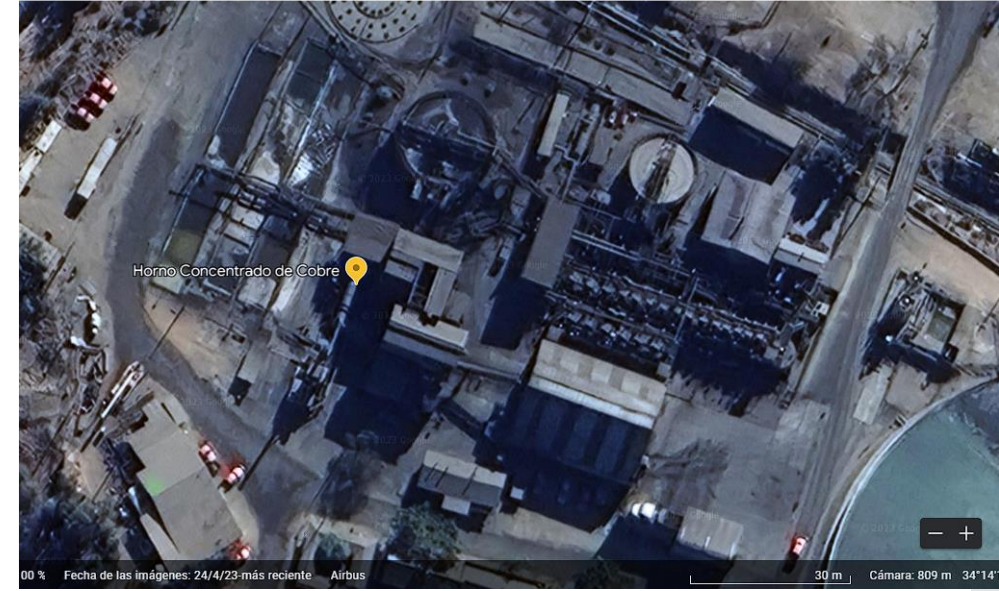


# COGENERACIÓN CON HIDRÓGENO

**MINERA VALLE CENTRAL**

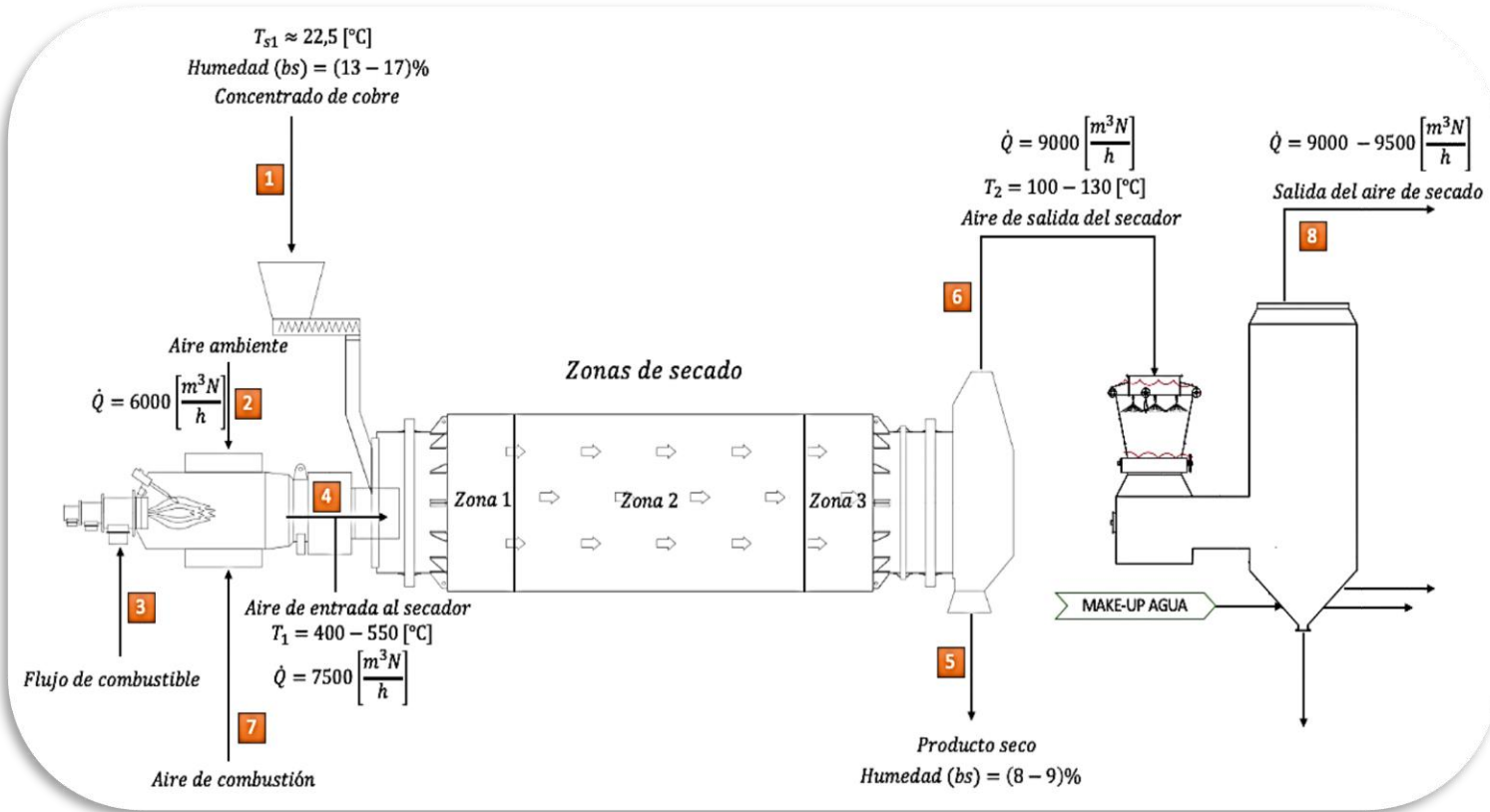


# Planta MOLI Secado de Concentrado de Cobre



# Caracterización de la operación de secado

Producción Conc. CU = 100.000 Tons



Parámetro	Unidad	Valor
Cantidad de cobre en concentrado	[%]	26,25
Flujo carga de concentrado	[kg/h]	18.154
Flujo producto de concentrado (Cu)	[kg/h]	17.128
Humedad de concentrado en salida filtro cerámico	[%]	13,0
Humedad de concentrado en salida de filtro de tela	[%]	17,0
Humedad final del concentrado	[%]	8,46
Consumo de Diésel	[l/mes]	98.136
Temperatura inicial del sólido	[°C]	22,5
Caudal normal de aire de secado	[m³N/h]	9.379

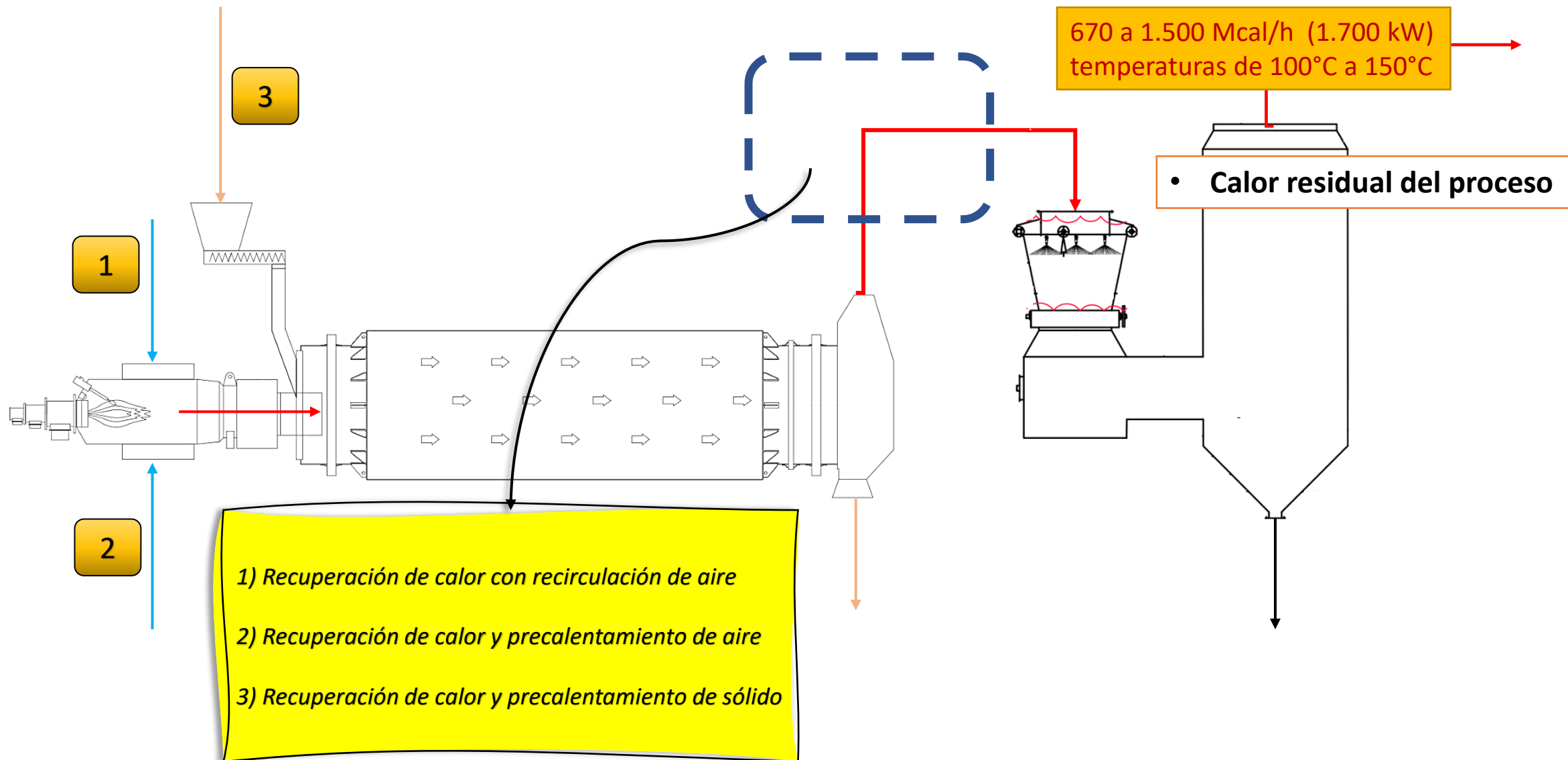
**Notas:**

- 1) Capacidad nominal del secador: 18.000 [kg/h] (Verificado a través de PID)
- 2) Caudal de salida del lavador obtenido a partir de mediciones isocinéticas y los demás caudales por propiedades psicrométricas y balances de masa y energía.

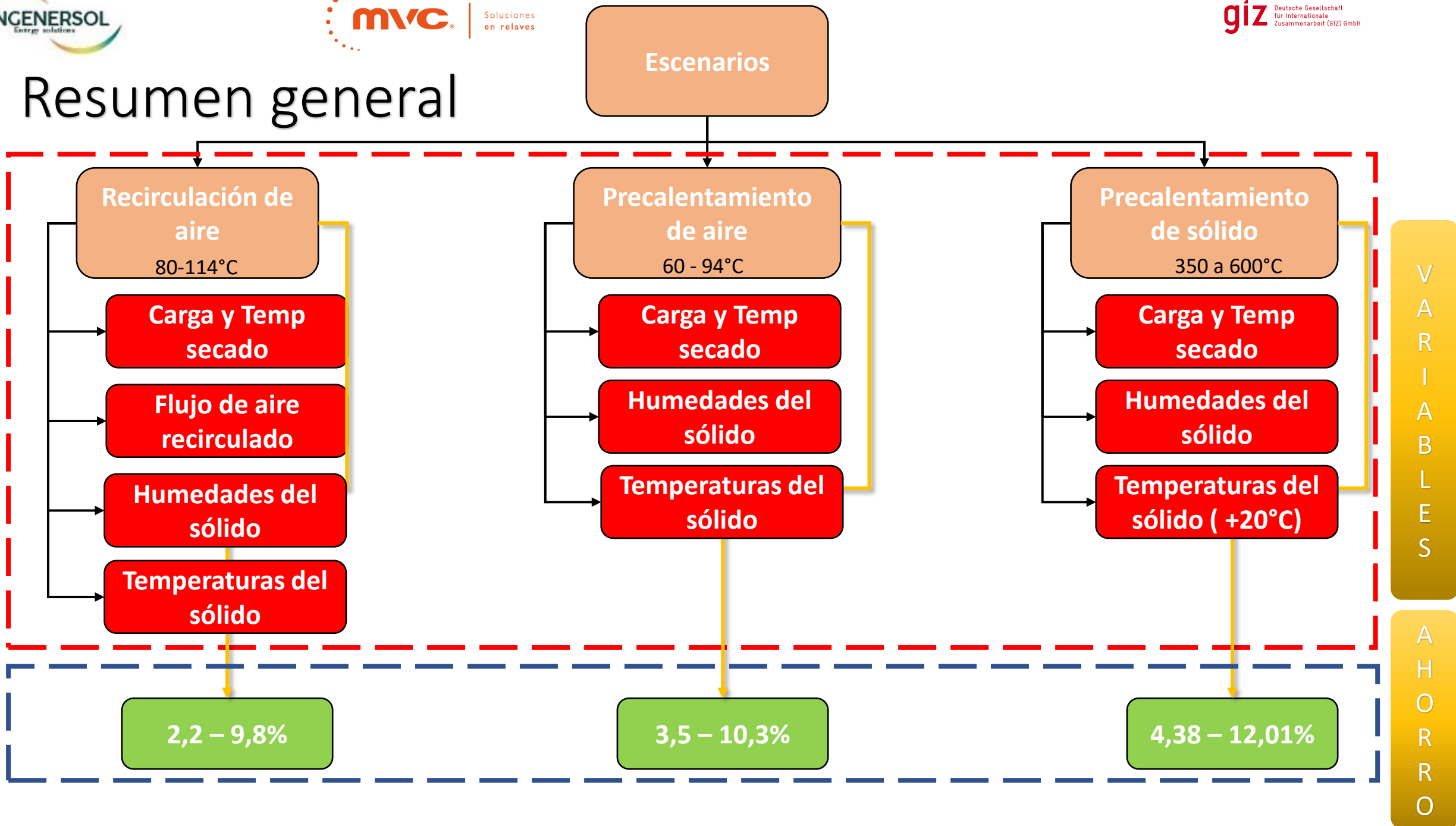
Valores promedios mensuales del año 2022



# Alternativas de recuperación de calor



# Resumen general

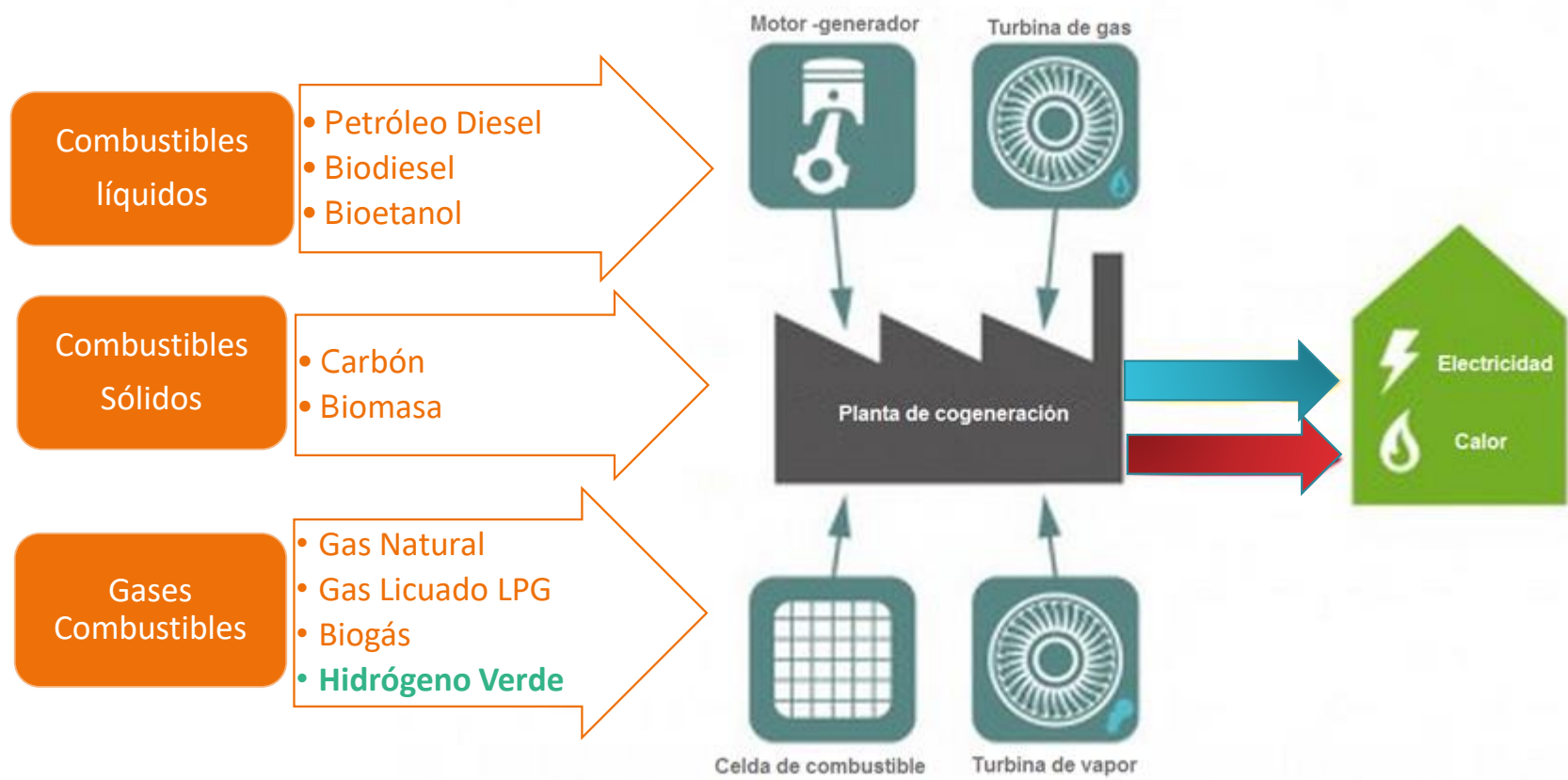


# El Principio de cogeneración

La Cogeneración es la producción simultánea de electricidad y calor a partir de una sola fuente de energía logrando alto rendimiento energético y menores emisiones.

El beneficiario autogenera in situ ambos tipos de energía para satisfacer a su demanda a través de varios tipos de tecnologías.

En la Cogeneración básicamente se produce electricidad y se recuperan calores producto de la conversión de la energía del combustible.



En la cogeneración se evita la compra separada de la energía a mas de un proveedor, en especial la energía eléctrica que proviene de las redes públicas que tienen bajo rendimiento energético, alto costo y altas emisiones de GEI.

# BENEFICIOS DE LA COGENERACION CON HIDRÓGENO

- Generación continua de Electricidad y Calor a menor costo
- Alta eficiencia energética. Se alcanzan altos niveles de eficiencia energética y altos rendimientos de electricidad autogenerada.
- Reducción de la dependencia de combustibles fósiles y de emisiones de GEI.
- Flexibilidad en la generación de energía y liberación de energía proveniente de la Red.
- Almacenamiento de energía renovable excedente.
- Fomento de la economía del hidrógeno.
- Cumplimiento de regulaciones ambientales.
- La tecnología ya existe para uso en la industria y Minería.



# BARRERAS PARA LA COGENERACION CON HIDRÓGENO

- Infraestructura y producción limitada aún dificulta la disponibilidad para las horas de operación continuas que requiere la cogeneración.
- Almacenamiento necesario de alto costo.
- La seguridad en las instalaciones las hace también de alto costo.
- Pocas tecnologías desarrolladas aún para uso industrial
- Competencia con otras tecnologías (uso con GN, baterías)
- Políticas y Regulaciones nuevas son imprescindibles.



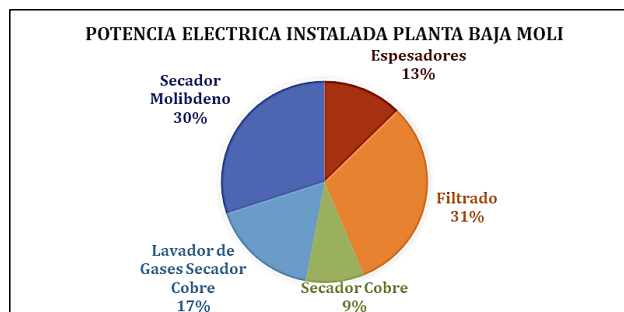
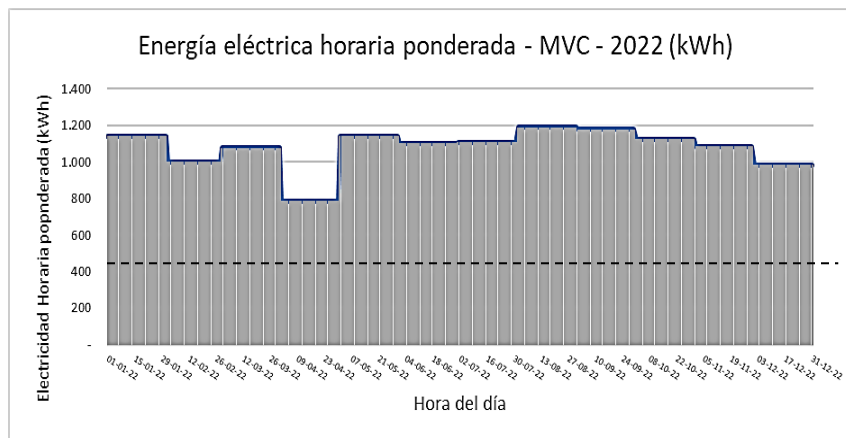


# PERFILES DE ENERGIA (2022)

## Planta Moli y Horno rotatorio

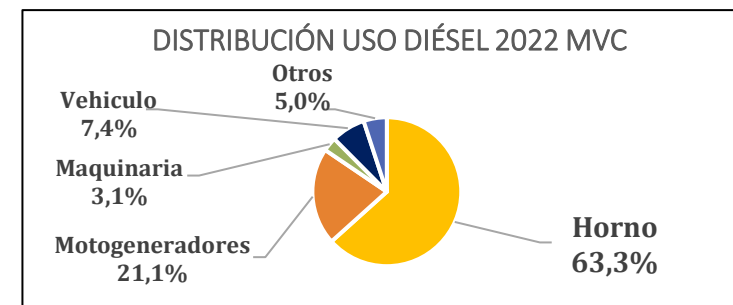
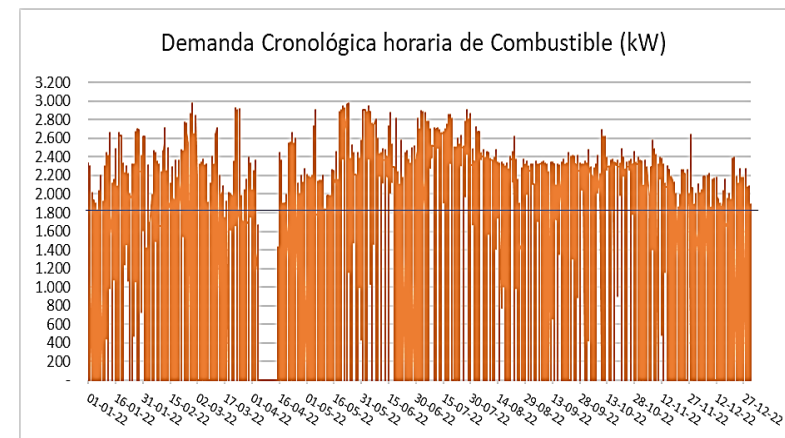
El perfil cronológico de demanda eléctrica corresponde a los consumos eléctricos mensuales de "Planta Baja MOLI" ponderados por hora en base al perfil de producción horaria del año base 2022. El perfil horario de producción fue tomado desde los registros de datos de producción horaria medida por celdas de carga y registradas en SCADA.

Se observa un mínimo de 800 kW que coincide con el mes de Abril de menor producción, hasta un máximo de 1.200 kW. El promedio mensual encontrado para la planta MOLI fue de 1.000 kW eléctricos.



El perfil cronológico de demanda térmica fue obtenido a partir de los registros horarios de consumo de Diesel desde la plataforma SCADA. Son valores medidos por el caudalímetro de Diesel para el quemador. Este perfil corresponde al consumo térmico solo del Horno secador rotatorio.

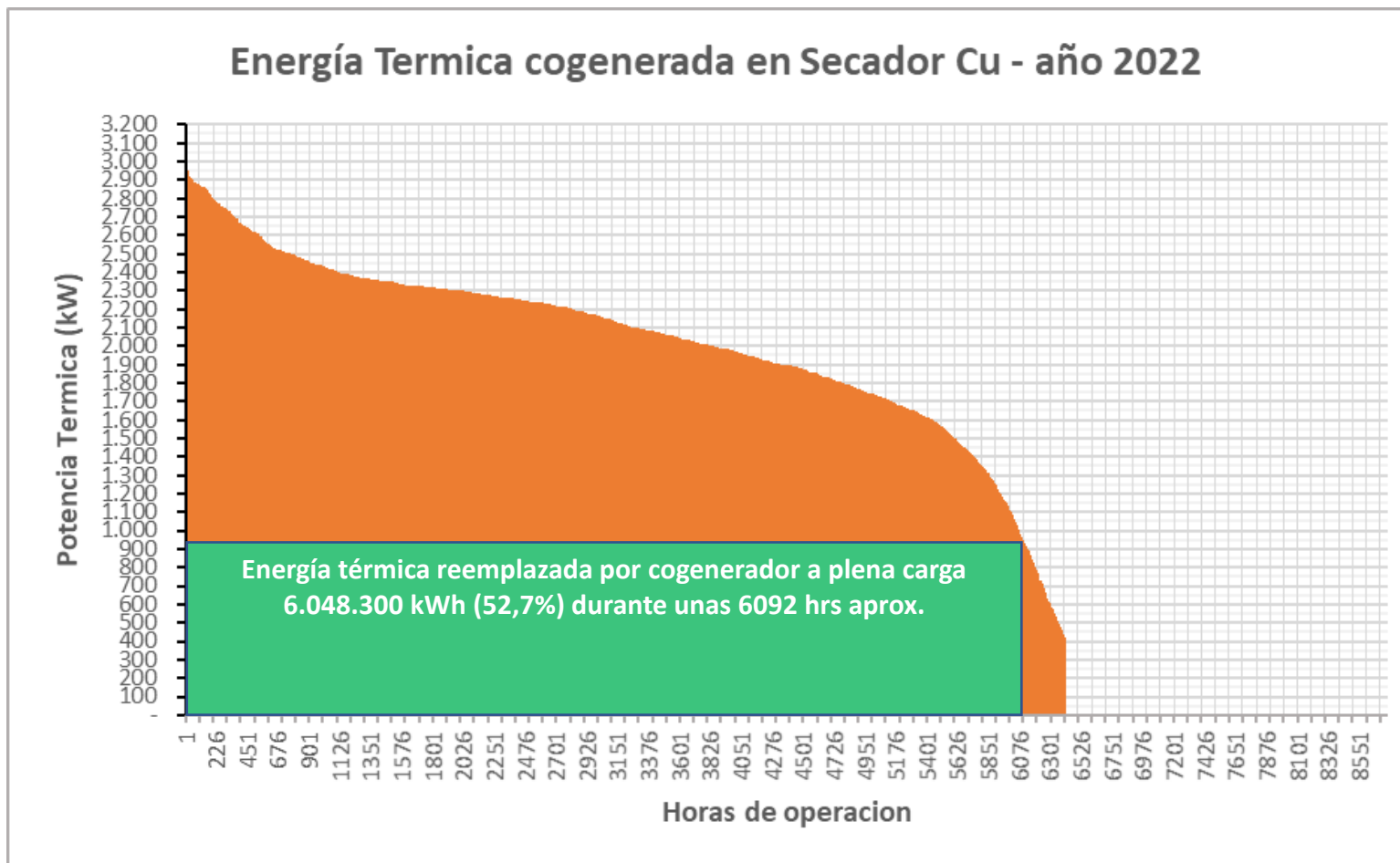
Se aprecia un rango de operación entre 1.800 y hasta 2.800 kW equivalentes en Diesel y una gran cantidad de horas de consumo a potencias cercanas a 1.800 kW. Sin embargo la línea base para cogenerar depende de la demanda limitante que en este caso es la demanda eléctrica.



# Curva descendente DPTEU

Potencia Térmica simulada	947 [kW]	
Datos de generación	MWh /año	Demanda %
Demanda de energía térmica real 2022	11.487	-
Cobertura con energía térmica CHP	6048	52,7%
Demanda de energía de apoyo con quemador	5439	47,3%
Consumos de combustibles	lts/año	Energía %
Diesel año 2022	1.079.500	100,0
Consumo del Diesel de apoyo con Quemador	510.849	47,3
Consumo H2 (kgs/año)	332.623	52,7

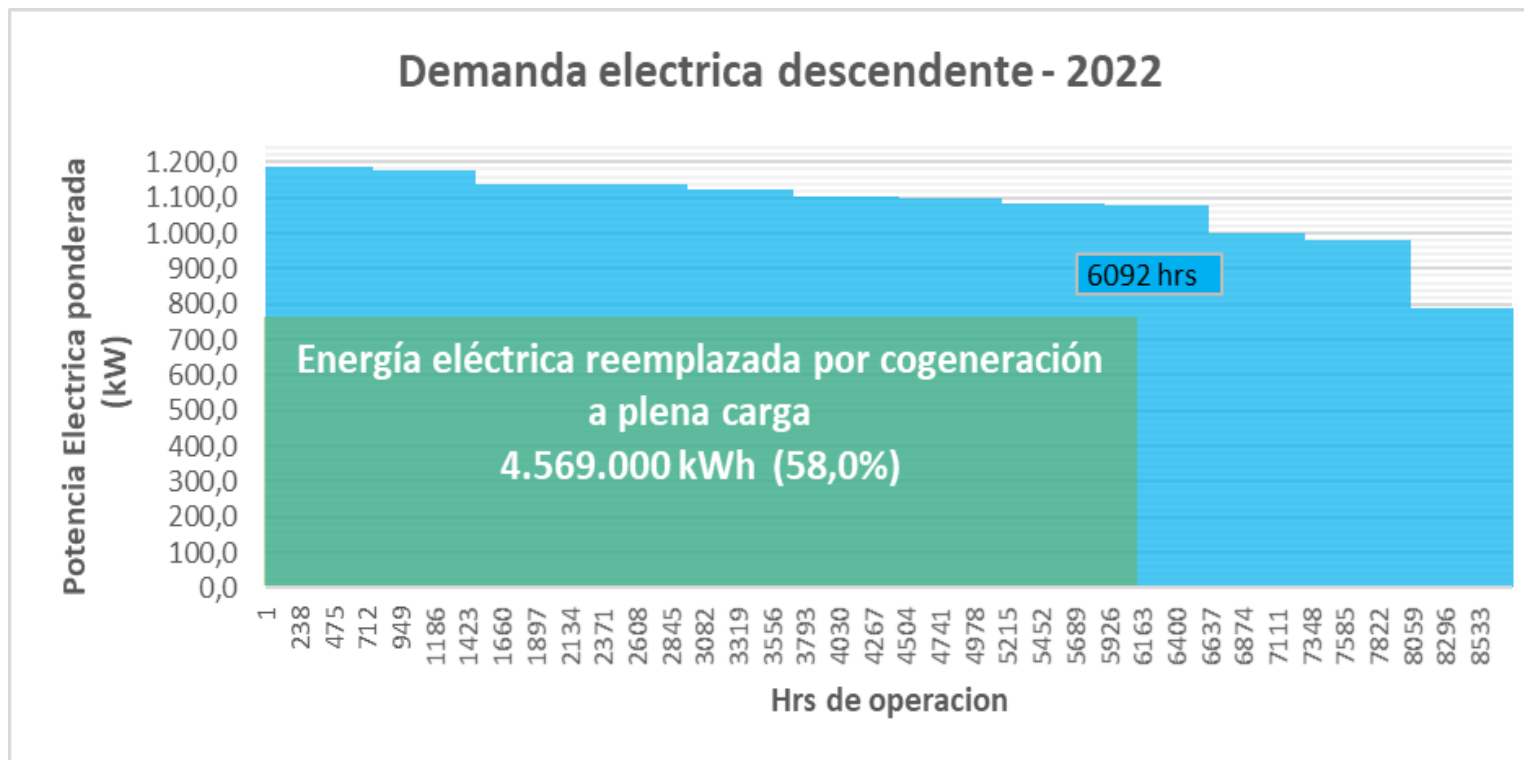
Se requiere del apoyo adicional del quemador de Diesel para completar la demanda total de energía térmica del proyecto.



# Curva descendente DPE

<b>Potencia eléctrica simulada</b>	<b>750 [kW]</b>	
Horas de funcionamiento Plena carga y modulando	6.092 / 282	
Velocidad de consumo H2 max.	54,6 kgs/h	
Energía eléctrica a cogenerar	750 kW	
Calor a entregar por gases a 328°C	947 kW	
<b>Datos de generación</b>	<b>MWh /año</b>	<b>Demanda %</b>
Demanda eléctrica real anual 2022	7.881	-
Cobertura de demanda eléctrica con CHP	4.569	58,0%
Cobertura de apoyo con red eléctrica	3.312	42,0%

Se requiere del apoyo adicional de la red eléctrica para completar la demanda total de energía eléctrica del proyecto.



# Tecnologías disponibles con Hidrogeno

Las tecnologías que utilizan Hidrógeno en cogeneración existen hace mucho tiempo, pero solo recientemente se están adaptando para ser comercializadas frente a una eventual gran demanda que podrían tener frente al desarrollo del Hidrógeno verde en el mundo.

## Disponibilidad para el Mercado Internacional

N°	MARCA	MODELO	TIPO	Pot. Eléctrica	Pot. Térmica	Eficiencia Eléctrica	Electricidad
1	2G	Agenitor 420	Motor	750 kW	950 kW (*)	40%	400V/50Hz
2	CAPSTONE	C-65	Microturbina	65 kW	232 kW (**)	28%	400V/50Hz
3	SOLAR TURBINES	Saturn 20	Turbina	1.186 kW	4.832 kW	15%	400V/50Hz

(\*) Esta potencia térmica calculada en base a 5.672 kgs/h de gases de salida a 328°C informados por proveedor.

(\*\*) Esta potencia térmica es utilizando Gas Natural.

## Disponibilidad para el Mercado en Chile

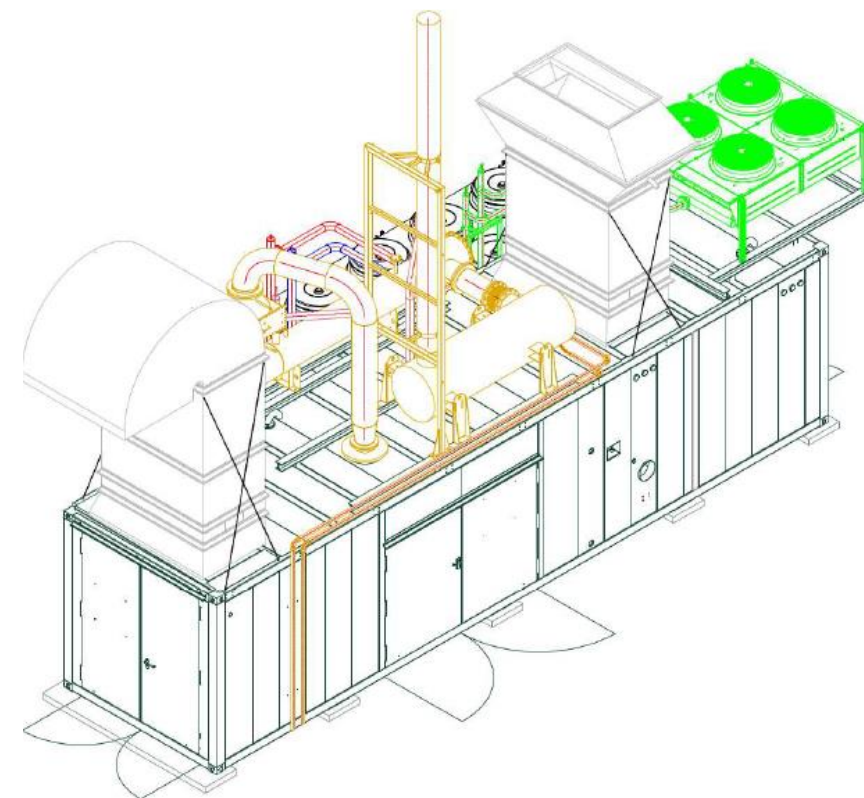
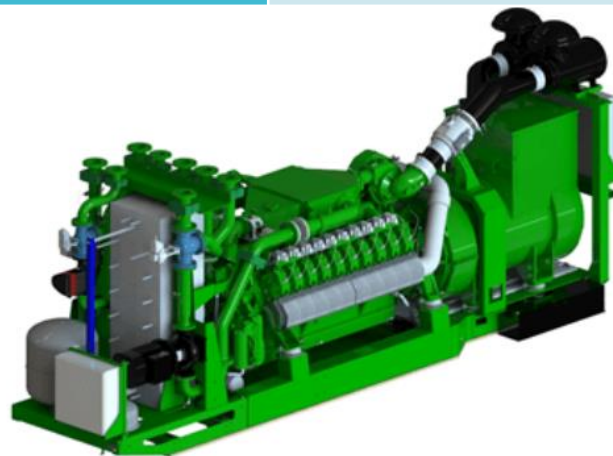
N°	MARCA	COMBUSTIBLE	Estado del Arte	Entrega del Calor
1	2G Energy AG.	100% H2 o 50% Mezcla con gas Natural	Disponible para Chile	<ul style="list-style-type: none"> <li>Calor a 83°C por circuito de agua para calefacción.</li> <li>Calor a 328°C gases directos para mezclar con aire de proceso.</li> </ul>
2	CAPSTONE	30% H2 70% GN	En desarrollo, pero sin Ficha técnica ni disponible aún para comercializar.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Calor a 85°C con circuito de agua caliente</li> <li>Gases a 329°C para mezclar con aire de procesos.</li> </ul>
3	SOLAR TURBINES	Mezclas de Gases (30% H2)	Disponible por ahora solo para grandes consumos sobre 7 MW.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se usan los gases directos ya sea para generar vapor o mezclarlos directos con aire de proceso.</li> </ul>

Fuente: Proveedores contactados.



- ✓ Opera con un 100% H2
- ✓ Tiene alto rendimiento eléctrico (40%)
- ✓ Existe proveedor con experiencias demostrables.
- ✓ Puede operar inicialmente con GN/GLP con fácil conversión a H2.
- ✓ Puede entregar el calor en diferentes formas (agua caliente 80°C, gases calientes 350°C o vapor)

Marca y Modelo	2G Agenitor – Avus 1000 Plus
Motor Tipo/ N° Cilindros	V engine / 20
Combustible	Hidrógeno 100%
Refrigerante	Agua
Consumo	1.820 [kW]
Generación eléctrica	750 [kW]
Generación térmica (Gases a 328°C)	950 [kW]
Eficiencia general (estimada)	93,4%
Eficiencia térmica	52,2%
Sonido a 10 m (Contenerizado)	<65 dB
Dimensiones (largo x ancho x alto)	13.000 x 3.000 x 3.000 [mm]
Peso total (Motor + Cabinas) (*)	11.960 [kg]
Temperatura de retorno	40°C - 70°C
Temperatura máxima de calentamiento	83°C



**Consumo de H2 (100%) = 54,6 kg/h**

**Presión de alimentación = 5 a 10 Bar**

# Producción y consumos del Proyecto

- ✓ El equipo CHP propuesto opera siguiendo la demanda eléctrica, sin sobrepasar de los 750 kW.
- ✓ No se considera generación ni inyección de excedentes eléctricos a la red.
- ✓ El Equipo opera con apoyo de la red eléctrica y Diesel actual para completar la demanda total.
- ✓ En caso que la Planta Moli tuviera períodos largos con demandas eléctricas muy bajas, se podrían inyectar lo excedentes a otros tableros de distribución internos. Así no se bajaría la cogeneración térmica.
- ✓ El equipo funciona para 6092 hrs/año de operación del secador

## Cogeneración Eléctrica

Potencia Eléctrica Cogenerador	750 [kW]	
Datos de generación	MWh /año	Demanda %
Demanda eléctrica real anual 2022	7.881	100,0
Cobertura por cogeneración eléctrica con CHP	4.569	58,0
Cobertura de apoyo red eléctrica	3.312	42,0

## Cogeneración Térmica

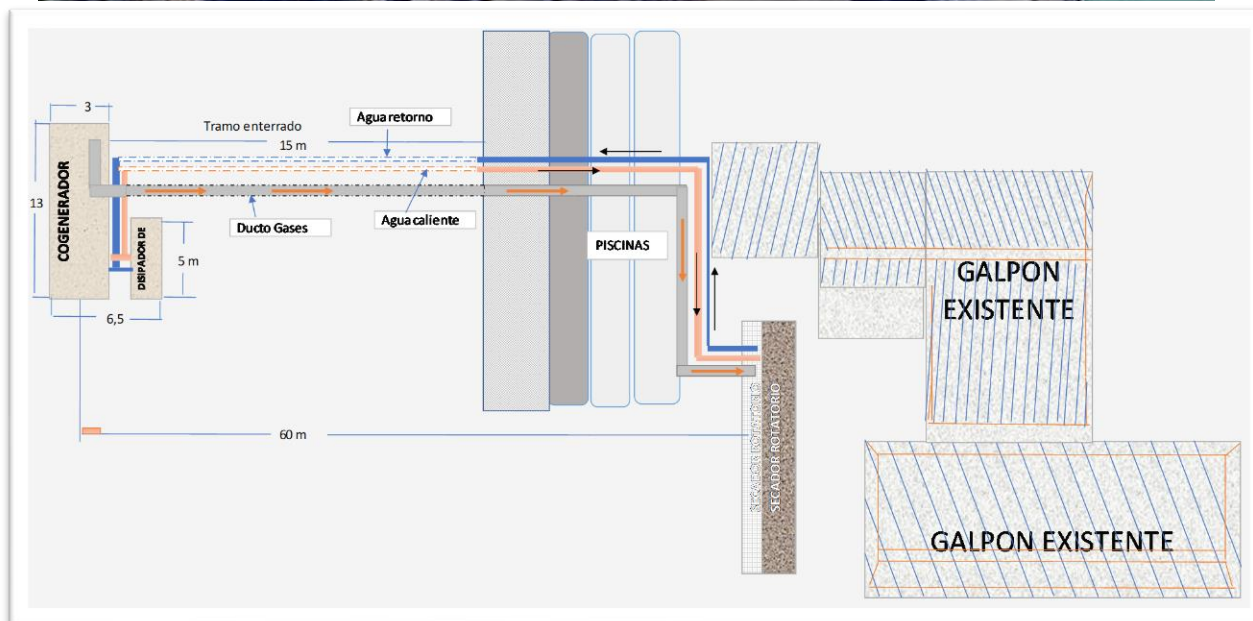
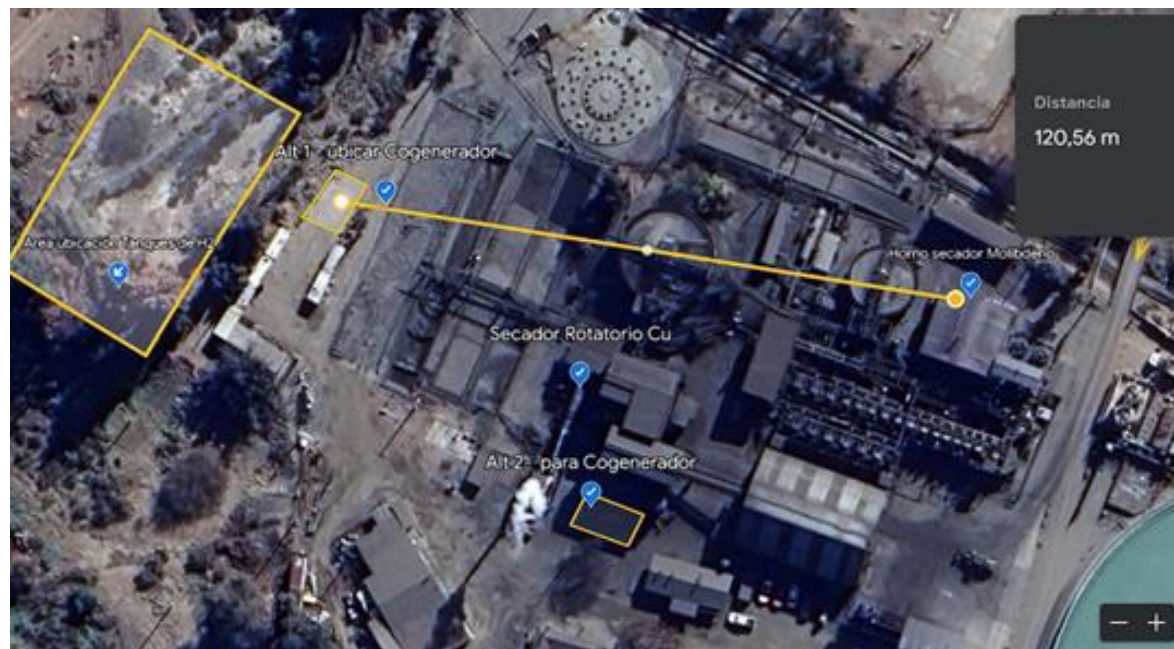
Potencia Térmica Cogenerador	947 [kW]	
Datos de generación	MWh /año	Demanda %
Demanda de energía térmica real 2022	11.487	100,0
Cobertura con energía térmica CHP	6048	52,7
Cobertura de energía de apoyo con quemador Diesel	5439	47,3

## Consumos de combustible del Proyecto

Consumos de combustibles	lts/año	%
Diesel año 2022	1.079.500	100,0
Consumo H2 en CHP (kgs/año)	332.623	52,7
Consumo del Diesel de apoyo con Quemador	510.849	47,3

# Ubicaciones Cogenerador y Almacenamiento de Hidrógeno

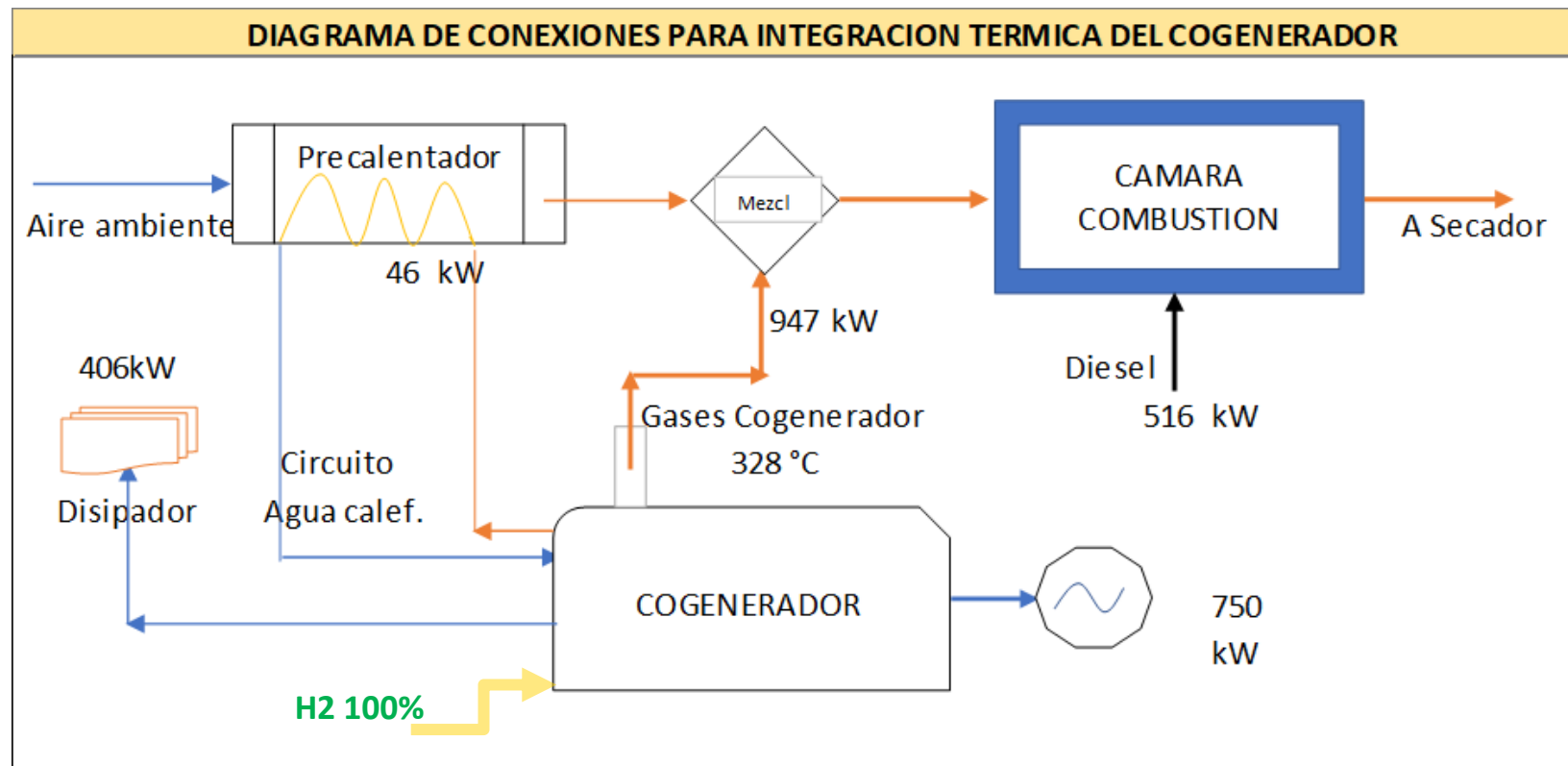
- ✓ Zona Cogenerador aledaño a containers requiere 13 x 6,5 m<sup>2</sup>
- ✓ El tablero eléctrico con la barra general está a unos 120 mts
- ✓ El Horno secador a uno 60 mts
- ✓ Zona almacenamiento de Hidrógeno, requiere 1 o 2 tanques de 60.000 lts capacidad y unos 16 m<sup>2</sup> aprox.
- ✓ El acceso para recepción de H<sub>2</sub> está a un costado de los espesadores, pasando a través del estacionamiento exterior.





# Integración térmica del Cogenerador

- ✓ Se debe instalar una red de agua de calefacción desde el cogenerador (83° de ida y 70°C de retorno)
- ✓ Se deberán instalar un red de ductos para mezclar los gases (328°C) del cogenerador con el aire de secado que ingresa a la cámara de combustión.
- ✓ Importante instalar el disipador de calor que viene con el cogenerador. Indispensable para asegurar la refrigeración del motor.
- ✓ El Cogenerador tiene capacidad adicional para entregar hasta 120 kW de calor para otros usos, por ejemplo ACS o ACC.
- ✓ La normativa para esta integración es la indicada por la SEC en base a solicitud de proyecto especial con normas extranjeras para el H2



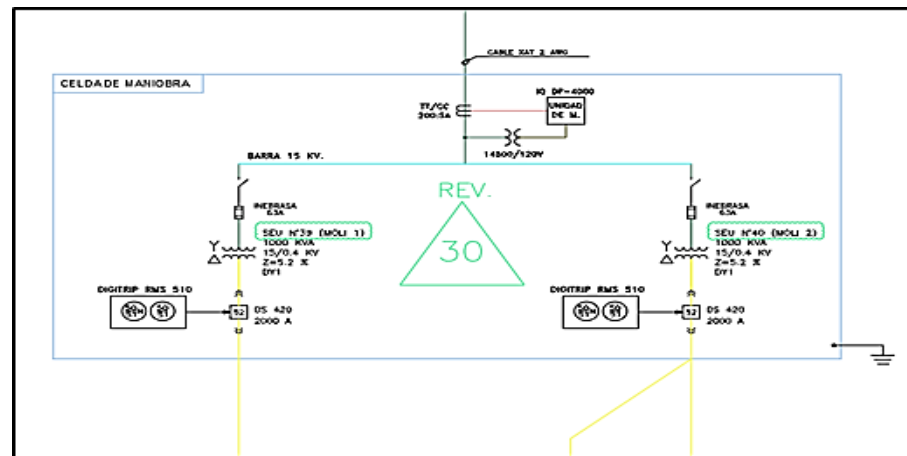
## Normas Generales para Instalaciones de H2 – aceptadas por la SEC

- ASME B31.12 Hydrogen piping and pipelines.
- CSA B51 Boiler, Pressure Vessel, and Pressure Piping Code
- NFPA 2 caps. 1 a 8 General, CH2 y LH2
- ASME STP-PT- 006 Design Guidelines for Hydrogen Piping and Pipelines
- ISO 14687 Hydrogen fuel quality – Product specification
- NFPA 55 Compressed Gases and Cryogenic Fluids Code

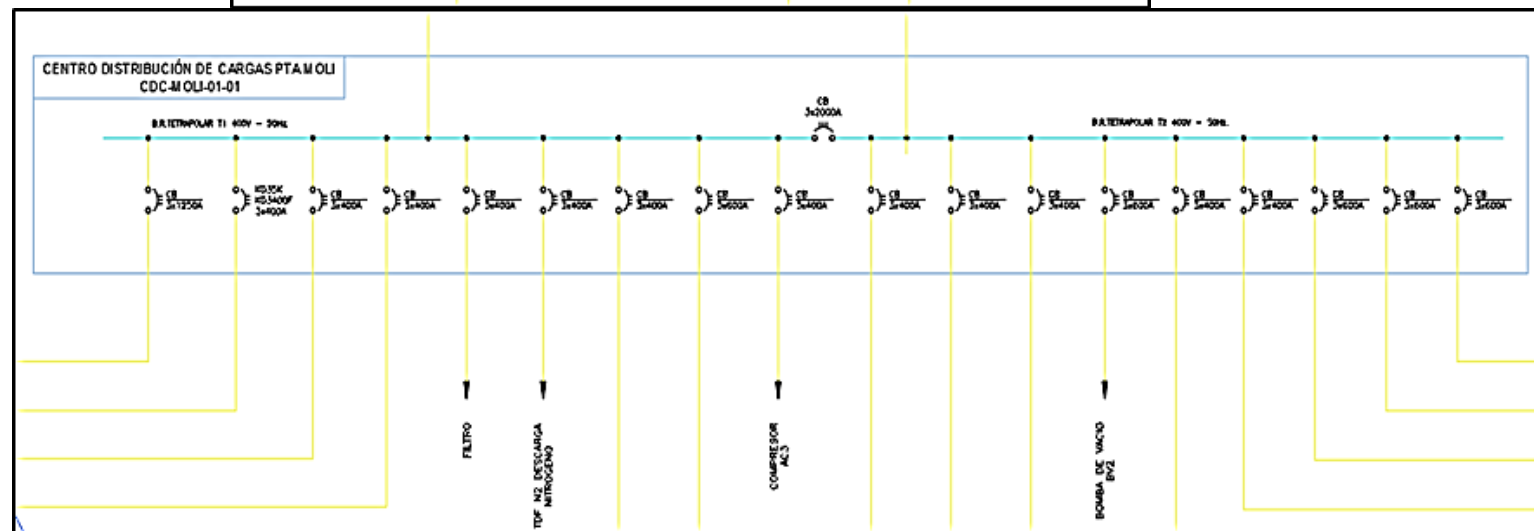


# Integración eléctrica del Cogenerador

- ✓ No se contempla inyección de excedentes eléctricos a la red.
- ✓ Conexión del equipo será a la barra del tablero general Centro de distr. de cargas(CDC-MOLI-01-01)
- ✓ El punto de inyección al tablero, se debe verificar en un estudio previo de su impacto.
- ✓ La normativa vigente es DS8/2020 y la Instrucción Técnica RIC N° 09/2020 valido para instalaciones de autogeneración sin inyección a la red.
- ✓ Previo a la implementación del proyecto eléctrico, es obligatorio solicitar el “informe de condiciones previas” o factibilidad técnica de suministro a la distribuidora.
- ✓ El informe deberá ser presentado en la SEC al momento de declarar la puesta en servicio (TE1)



- o. DS8/2020 Inst. Eléctricas
- o. Instructivos RIC 09/202
- o. Instructivo RGR05/2020
- o. Autorización previa de la SEC según protocolo actual



Tablero general del centro de cargas CDC-MOLI-01-01

# Almacenamiento de Hidrógeno

- ✓ El alto consumo diario requiere almacenamiento de H2 para asegurar autonomía mínima.
- ✓ No existe reglamento H2 para autonomía del almacenamiento. Se consideran 3 días mínimo.
- ✓ Si el proveedor de H2 es externo, el suministro sería por vía terrestre.
- ✓ En Europa para transporte a 300 kms existen camiones de reparto de H2 comprimido y camiones de reparto de H2 líquido.
- ✓ Un camión de H2 comprimido a 500 bar puede transportar hasta 1.100 kgs.
- ✓ Un camión criogénico de H2 líquido puede transportar 3.500 kgs.

- Consumo diario de H2 a plena carga:

**54,6 kgs /h** x 24hrs/día = **1.310 kgs diarios**

Autonomía para 3 días = **3.930 kgs 3 días.**

- **Alternativa 1: H2 Comprimido**

Almacenamiento 3 días de H2 comprimido a 500 bar  
 $3.930 \text{ kgs} / 33 \text{ kgs/m}^3 = 119 \text{ m}^3$ .

Se recomiendan 2 tanques de 60.000 lts c/u. que tendría que ser abastecido por un camión diario de transporte o 2 c/dos días.

- **Alternativa 2: H2 Líquido**

Almacenamiento 3 días H2 líquido a -253 °C  
 $3.930 \text{ kgs} / 71,9 \text{ kgs/m}^3 = 54 \text{ m}^3$ .

Se recomienda 1 tanque de 60.000 lts. que podría ser abastecido por un camión criogénico cada 3 días.

Alternativa	Tipo de H2	Volumen	Capacidad	Tanques	Suministro
H2 a 500 bar	Comprimido	120 m3	3.960 kgs	2 x 60 m3	1 diaria
LH2	Líquido	60 m3	4.314 kgs	1 x 60 m3	Cada 3 días

# Precio del Hidrógeno

- ❖ **Fuente 1: GIZ 2021** "Estudio de prefactibilidad técnica y económica de la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis para la entidad GNA"
- ❖ **Fuente 2: GIZ 2019** "Tecnologías del Hidrógeno y perspectivas para Chile"
- ❖ **Fuente 3:** "Asesoría técnica parlamentaria: "Industria del hidrógeno verde: costos de producción", 2021, Biblioteca Central de Chile, Autor Nicolas García B
- ✓ Este estudio considera un precio base de 1,6 USD/kg H2 para competir con Gas Natural y se sensibilizará a valores entre 1,6 y 4,0 USD/kg.

En revisión de estas 3 fuentes bibliográficas se resume que:

- ❖ Precios actuales según su aplicación (**Fuente1**):
  - 7 USD/kg. sería el costo esperable para camiones de servicio pesado competitivos con camiones híbridos a Diesel.
  - 5 USD/kg. para vehículos eléctricos con celda de H2, competitivos frente a los de batería
  - 1,5 USD/kg es el precio de hidrógeno actualmente producido en refinerías a partir de gas reformado, el cual corresponde a hidrógeno gris (uso industrial).
- ❖ Los precios del H2 dependen del tipo de planta solar generadora de electricidad, del factor de planta que tenga y según los precios de los electrolizadores del productor de H2 (**Fuente 2**).

Proveedor según Método Producción	USD/kg H2	USD/MWh
Solar con electrolizador y factor de planta 30%	9,0	228,0
Mix solar con electrolizador y factor de Planta 90%	5,6	141,9
Con Mix renovable solar de baja inversión	4,4	111,5
Para la Gran Minería del Norte	3,2	81,1
PPA para Minería		47,0
(*) MWh en base a PCS del H2.		

- ❖ **Fuente 3:**
  - El costo a partir de energías, renovables está entre 3,0 y 7,5 USD/Kg.
  - En América Latina el costo de producción de hidrógeno al 2030 podría ser inferior a 1,4 - 1,6 USD/kg.
  - Se prevé que al 2030 Chile esté en el tramo inferior de costos (zona roja o países con mayor potencial) es decir, menor a 1,6 UDS/kgH2 y competir con Gas Natural

El precio del H2 a evaluar equivale a 11,8 USD/MMBTU de Gas Natural industrial.

## Detalle de Costos para el proyecto MVC

COSTO PLANTA DE COGENERACION – MVC		Cantidad	USD
Equipo Cogeneración 750 kWe		1	779.839
Planta CHP instalada e integrada		1	438.542
Tanques de Hidrógeno comprimido, cH2 a 500 bar		2 x 60 m3	1.782.000
Tanques de Hidrógeno líquido, LH2		1 x 60m3	720.000
PROYECTO DE GAS		Cantidad	USD
Desarrollo de ingeniería		1	25.000
Bases tanques		5	20.000
Montaje y conexiones Central de Tanques		1	18.500
Redes y conexión hacia equipo CHP		20 mts	15.000
inscripción y Certificación red de gas en SEC		1	1.500
Total, instalaciones de Gas (H2 a 54,6 kgs/h a 10 bar)			80.000

## Resumen de Costos para Evaluación Económica

COSTOS PROYECTO - MVC	USD	%
Equipo CHP 750 kWe	779.839	64,0%
Instalación e Integración	438.542	36,0%
<b>Subtotal Planta Cogeneración</b>	<b>1.218.381</b>	<b>100,0%</b>
<i>Costo específico de planta</i>	<b>1.625</b>	<b>USD / kWe</b>
<b>Tanques de Hidrógeno comprimido</b>	<b>1.782.000</b>	<b>Alt. 1</b>
<b>Tanques de Hidrógeno líquido</b>	<b>720.000</b>	<b>Alt. 2</b>
<b>Proyecto Gas</b>	<b>80.000</b>	
<b>Costos de mantención</b>	<b>2,08</b>	<b>USD ct/kWe)</b>

## Costos Capex del Proyecto

- ✓ Los costos de instalación e integración son estimados en base a estudios y publicaciones de instalaciones pilotos de cogeneración implementados anteriormente por GIZ en Chile.
- ✓ El costo del Cogenerador 2G Agenitor fue cotizado a proveedor.
- ✓ El costo de los tanques de H2 comprimido se estimó en base a estudio de GIZ (fuente 1) y para H2 líquido informado por Gas consult Spa - Consultores
- ✓ Los costos para Instalación de Tanques y redes de gas H2, son del consultor Ingener Sol Spa
- ✓ Los costos de mantención son valores basados en estudios de cogeneración piloto GIZ (2022)



# Ahorros vs Precio del H2

El proyecto de cogeneración con Hidrógeno generará ahorros solo cuando el precio del Hidrógeno este bajo los 3,0 USD/kg H2.

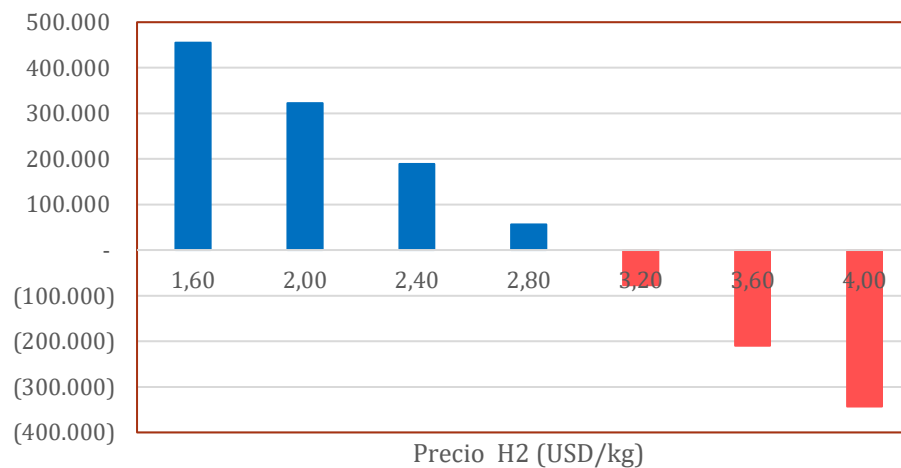
No obstante la rentabilidad del proyecto dependerá del Capex y Opex al momento de evaluar.

Para este estudio se toma como precio base 1,6 USD/kg H2 equivalente a 11,8 USD/MMBTU valor que permitiría competir con el Gas Natural actual. Además a este precio se produce mayor ahorro al cogenerar con H2.

## Costos y Ahorros de operación con cogeneración

	Ahorros (USD) vs Precio H2	
<b>Precio Base</b>	<b>1,60</b>	<b>455.327</b>
125%	2,00	322.277
150%	2,40	189.228
175%	2,80	56.179
200%	3,20	-76.871
225%	3,60	-209.920
250%	4,00	-342.969

Ahorros (USD) en Cogeneración vs Precio H2



# Resultados de la Evaluación

- ✓ **Alt1: H2 comprimido** con 2 tanques almacenamiento propio.  
**Alt2: H2 líquido** con 1 tanque almacenamiento propio.  
**ALT3:** el proveedor aporta el almacenamiento H2 líquido
- ✓ La alternativa 3 es mucho más atractiva, con un **VAN de USD 956,661 casi 3 veces** que la Alt2 con H2 comprimido y un **payback de 3,6 años**.
- ✓ El costo del almacenamiento es muy alto 35% a 58% del Capex.
- ✓ El Overhaul es de USD 140,000 a las 60.000 hrs de operación se incluyó en el 10° año.
- ✓ Incluye costo de mantención para cogeneración 2,08 ctUSD /kWh para 6092 hrs cada año.

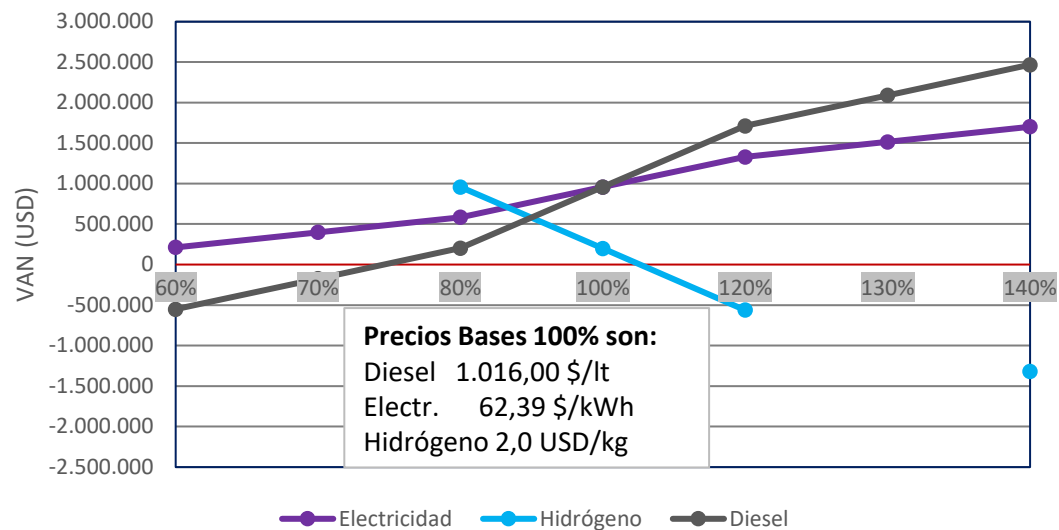
Evaluación económica propuesta	Caso de referencia	Cogeneración		
Potencias eléctricas	1100 [kW]	750 [kW]		
<b>Inversión inicial (USD)</b>				
		Alt1: H2 comprimido 500 bar	Alt2: Hidrógeno Líquido LH2	Alt3: Tanques de Proveedor LH2 líquido
Equipo de cogeneración	-	779.839		
Instalación e Integración	-	438.542		
Tanques almacenamiento	-	1.782.000	720.000	0
Proyecto de Gas		80.000		
Inversión total	-	3.080.381	2.018.381	1.298.381
<b>Análisis anual (USD)</b>				
Compra de combustible DIESEL	1.255.204	593.907		
Compra de combustible H2		532.197		
Compra de electricidad	562.734	236.507		
Excedente de generación eléctrica	-	-	-	-
<b>Costos totales anuales</b>	1.817.937	1.362.611		
<b>Ahorro bruto por cogeneración</b>		455.327		
Mantenimiento y servicio técnico	-	95.035		
<b>Ahorro neto en cogeneración</b>	-	<b>360.291</b>		
<b>Resumen indicadores económicos</b>				
<b>Payback simple</b>	Años	8,5	5,6	3,6
<b>Valor actual neto, VAN</b>	USD	-486.489	373.570	956.661
<b>Tasa interna de retorno, TIR</b>	%	7,1%	13,2%	21,9%
<b>Razon VAN / Inversion</b>	%	-	18,5%	73,7%

# ANALISIS DE SENSIBILIDAD

## Efecto del Precio de energéticos sobre el VAN

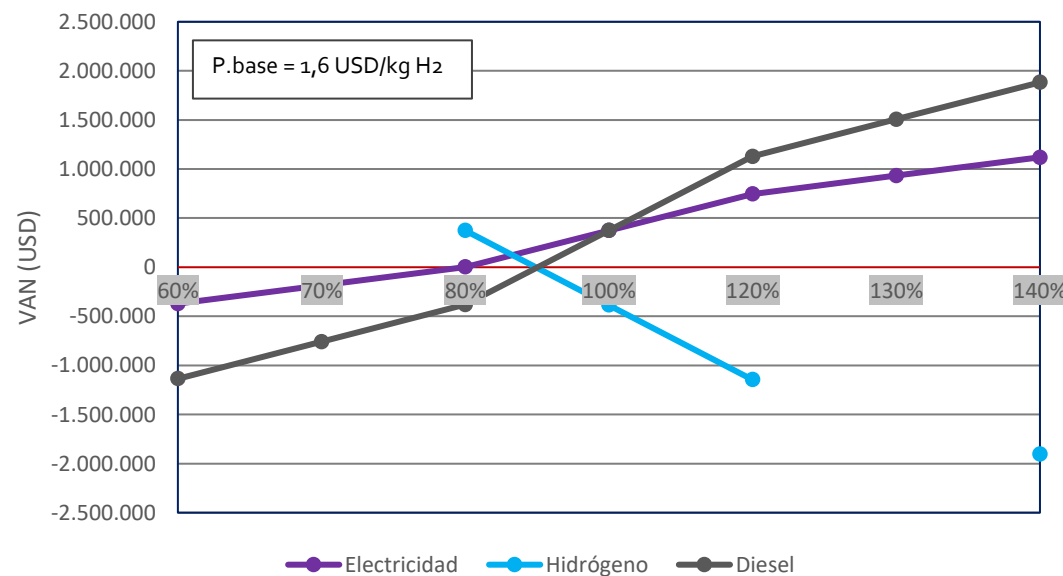
- ✓ El precio del Hidrógenos y el precio del Diesel, son las variables económicas que mas afectan al proyecto, seguido por la electricidad.
- ✓ Alt 2: Si el precio del Diesel cae hasta un 10% el proyecto con almacenamiento tiene un VAN cero y el precio eléctrico puede bajar hasta un 20% menos.
- ✓ Alt3: En el proyecto sin almacenamiento propio, el precio del Diesel puede caer hasta en un 25% y el proyecto es rentable. El precio de la electricidad puede caer hasta un 40% del valor base y el proyecto es aún rentable.

VAN ALT3: Tanques de proveedor versus PRECIO DE ENERGETICOS



La alt2 es rentable desde un precio 1,8 USD/kg H2, mientras que la alt 3 comienza a ser rentable a partir de los 2,1 USD/kg.

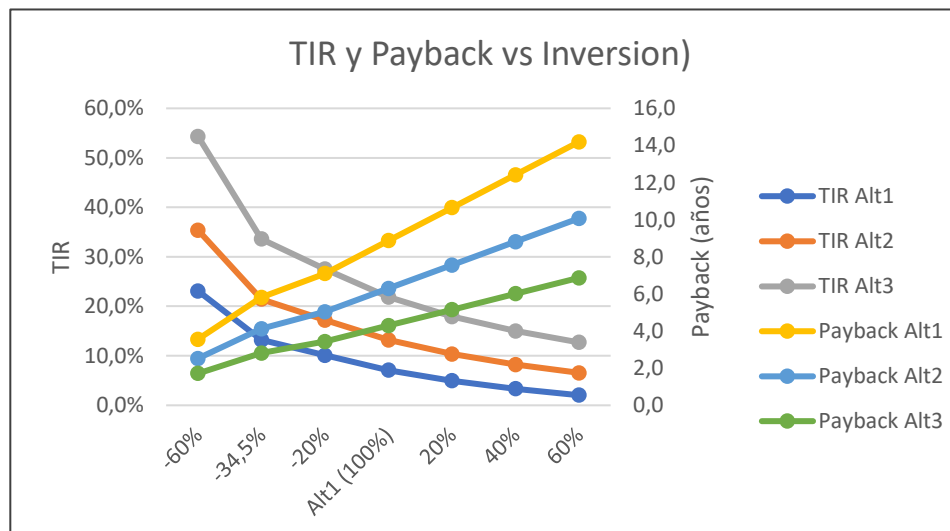
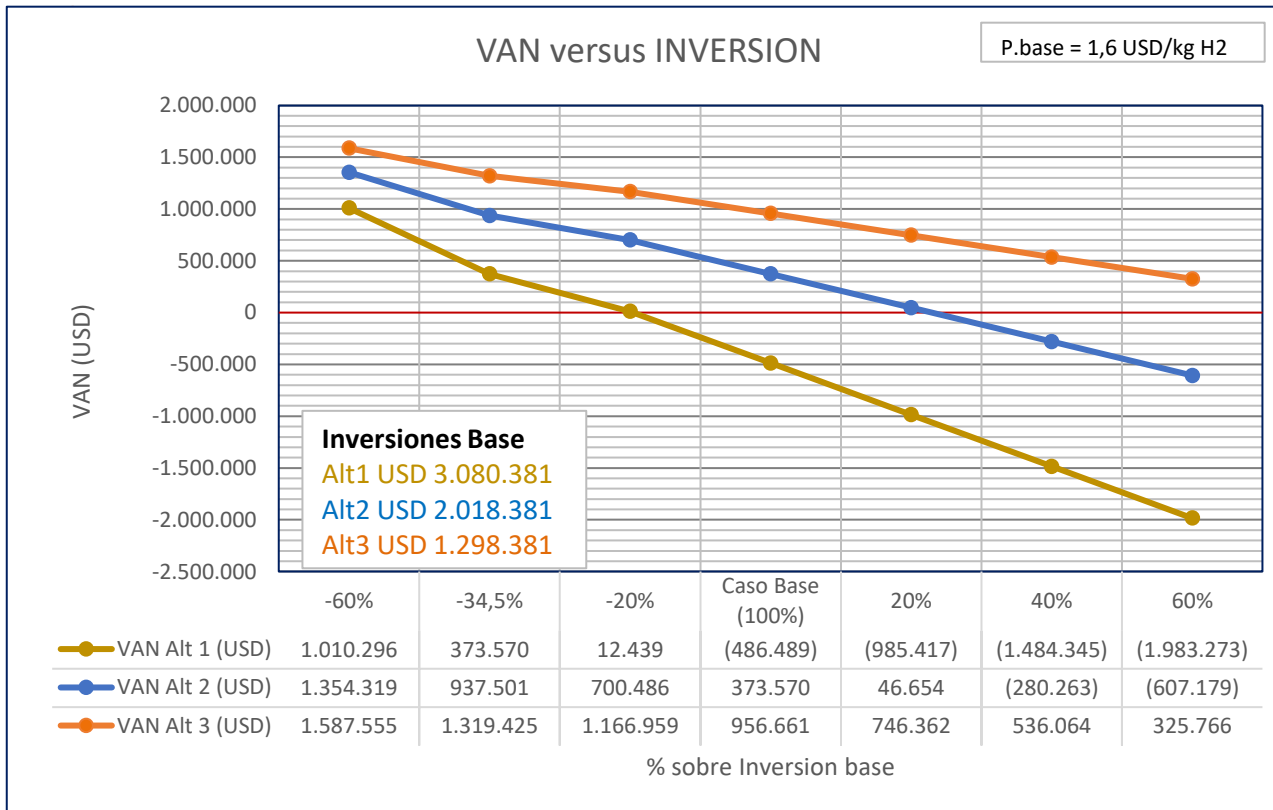
VAN ALT2: H2 liquido versus PRECIO DE ENERGETICOS



# ANALISIS DE SENSIBILIDAD

## Efecto de la Inversión

- ✓ Alt1: Si la inversión bajara un 20% el proyecto comienza a ser rentable. (H2 comprimido).
- ✓ ALT2: El proyecto es rentable hasta un aumento de 20% en la inversión (H2 liquido), con TIR 10,3% y Payback 7,6 años
- ✓ ALT3: El proyecto es siempre rentable aún con aumento de la inversión de hasta un 60% por lo menos, con una TIR de 12,7% y Payback de 6,9 años.
- ✓ El costo del almacenamiento es el que mas afecta a la inversión lo que hace que la Alt 3 sea siempre la mas rentable.





# EMISIONES

- ✓ El Diesel consumido por MVC representa el 98,3% del total de combustibles utilizados el año 2022, de los cuales el 63,3% corresponde al consumo en el horno rotatorio de secado.
- ✓ MVC tiene una gran oportunidad para bajar sus emisiones reemplazando el calor generado por este combustible fósil por calor cogenerado con Hidrógeno
- ✓ La empresa MVC tiene un potencial de emisiones evitadas de 1.533,1 ton CO2eq anuales al implementar este proyecto.
- ✓ La cogeneración con Hidrógeno permite reducir un 47,4 % las emisiones actuales del proceso de secado en el horno rotatorio

## Estimación de Emisiones evitadas de CO2 eq. Proyecto Cogeneración

Estimación de emisiones de CO2 eq.  
Proyecto Cogeneración con H2 en Horno MVC – Base 2022

Combustible	Consumo Diesel [Its]	Consumo [m3]	Emisiones [kgCO2eq]	% evitado
Diesel consumido anual [Its]	1.079.500	1079,5	2.913.080	-
Diesel evitado con H2 [Its]	568.123	568,1	<b>1.533.106</b>	<b>52,6%</b>

**Reducción CO2 16%**  
**de las emisiones totales de MVC**

# Conclusiones

- Hay una oportunidad importante en la industria y Procesos Mineros mediante la Cogeneración con H2 debido a sus grandes consumos energéticos y producción continua..
- La tecnología para cogeneración con H2 ya existe para el mercado Nacional
- Los mayores costos para estos proyectos están en el equipo de cogeneración y el necesario almacenamiento del H2.
- Se puede generar electricidad industrial y liberar potencia de la red para otros consumos o aumentos de producción de la empresa.
- El precio de H2 es el que mas afecta la rentabilidad de los proyectos de cogeneración y se estima que deberán estar bajo los 2 USD/kg
- Si bien aún no existen reglamentos locales, la SEC ya dispone de un protocolo de recepción de este tipo de proyectos bajo normas Internacionales aceptadas en Chile.



GRACIAS !!

Septiembre -2023

Marco A. Céspedes C.

Ingenersol Spa.

[Ingenpro@Gmail.com](mailto:Ingenpro@Gmail.com)

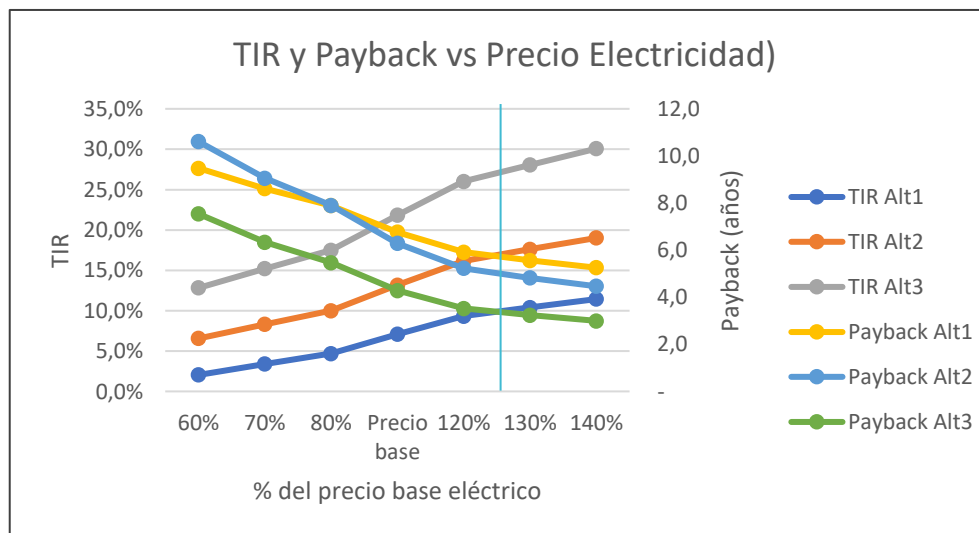
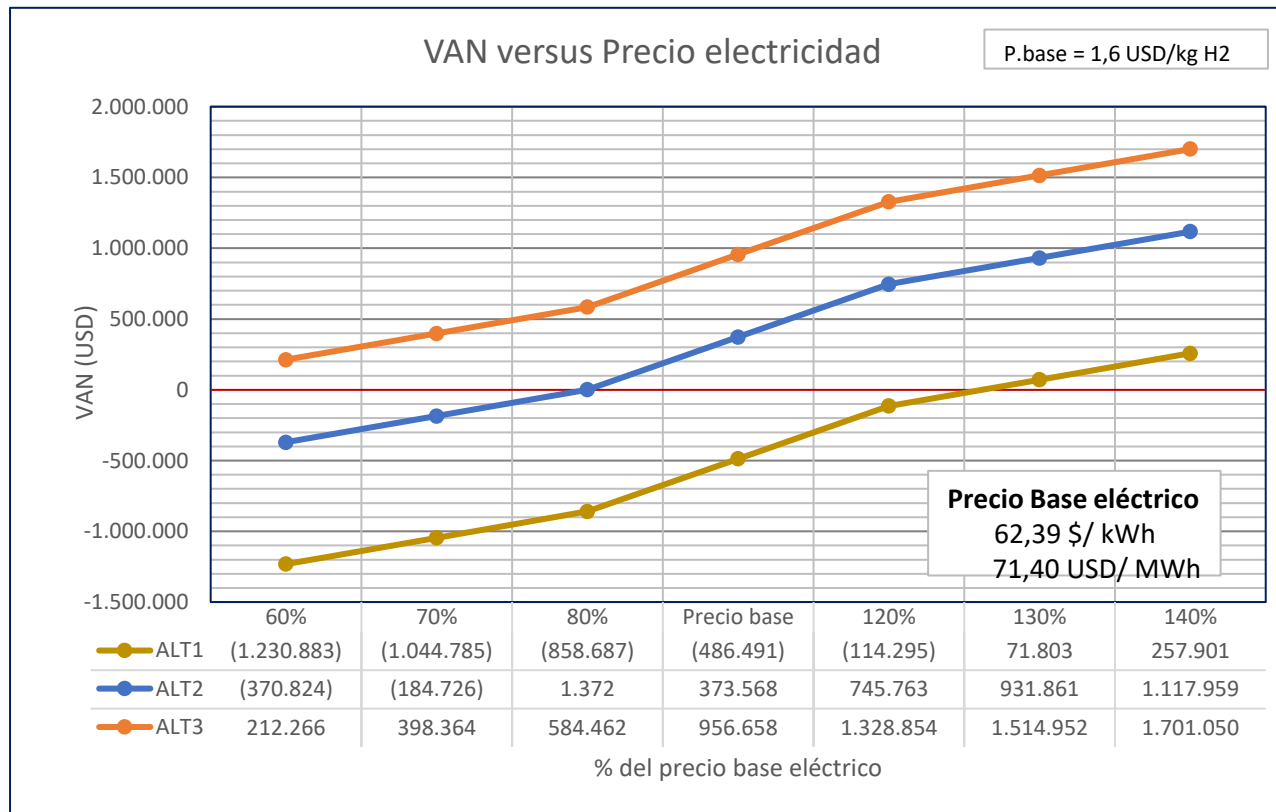
F: 9 6849 8296

ANEXOS

# ANALISIS DE SENSIBILIDAD

## Efecto Precio de Electricidad

- ✓ Alt1: El proyecto es rentable si el precio eléctrico aumenta un 30%
- ✓ Alt2: El proyecto es rentable con un precio eléctrico hasta un 20% menor, pero la TIR baja a 10% y el payback sube de 6,3 a 7,9. Con un precio de 90 USD/MWh el payback baja a 5 años.
- ✓ Alt3: El proyecto es muy rentable con precios eléctricos aún tan bajos como el 60% del precio base, con TIR hasta 12,8% pero un payback mas alto de 7,5 años. Con un precio de 90 USD/MWh el payback baja a 3,3 años, la TIR sube a 28,1% y el VAN 1,5 MMUSD

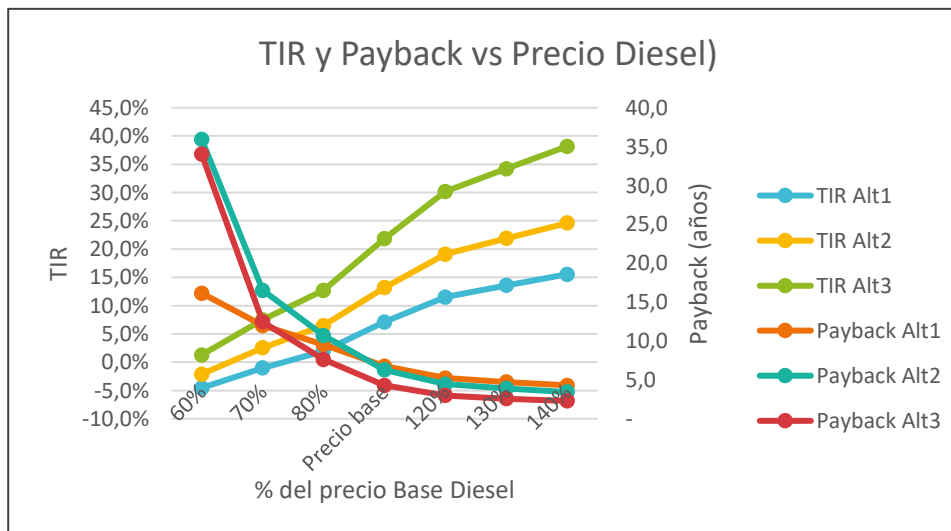
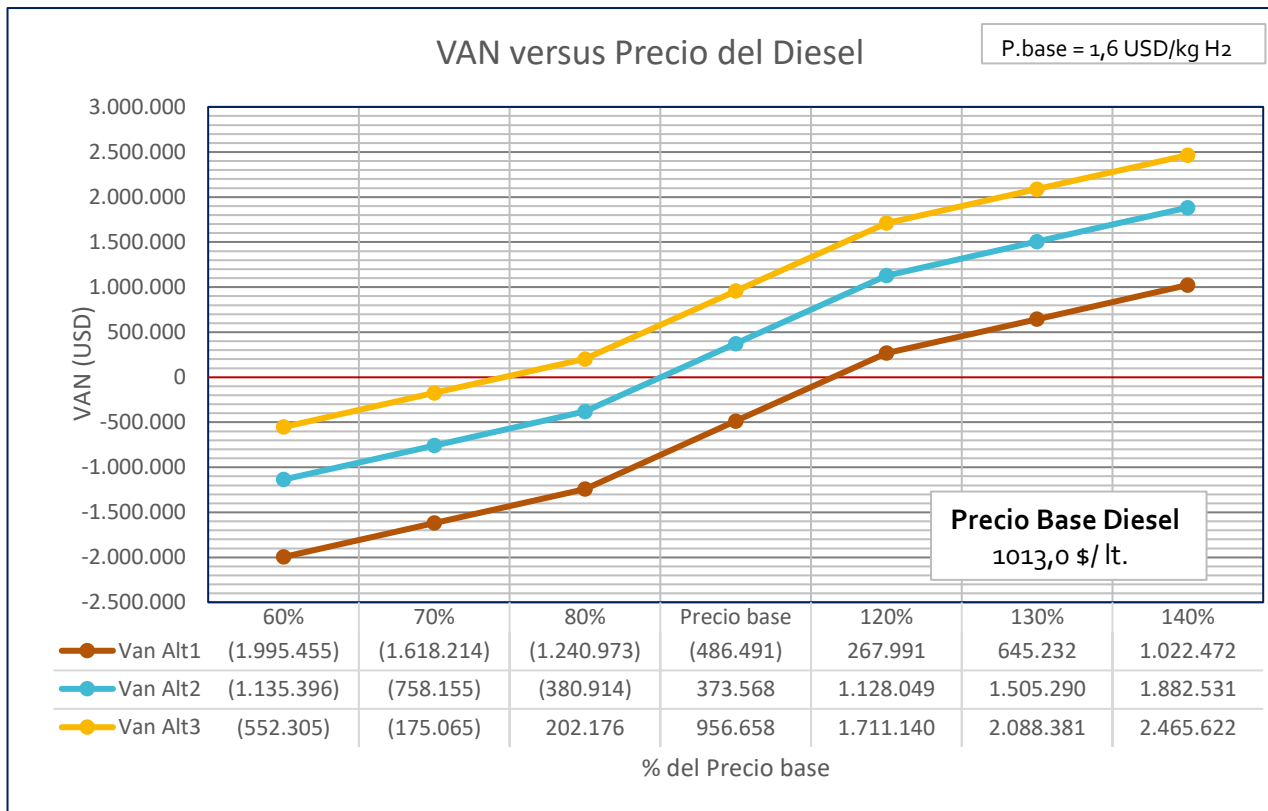




# ANALISIS DE SENSIBILIDAD

## Efecto Precio del Diesel

- ✓ Alt1: Para que sea rentable el precio del Diesel tendría que ser a lo menos un 15% mayor.
- ✓ Alt2: El proyecto deja de ser rentable si el precio del Diesel bajara un 10%. Sin embargo si la Inversión bajara un 50% a ese precio del Diesel todavía sería rentable el proyecto.
- ✓ Alt3: Esta alternativa es muy rentable pero aguanta precios del Diesel solo hasta un 25% mas bajos aumentando su payback desde 4 a 10 años aprox.



# ANALISIS DE SENSIBILIDAD

## Efecto Precio del Hidrógeno

- ✓ Alt1: Este proyecto no es rentable a ningún precio del H2 por inversión en almacenamiento tan alta.
- ✓ Alt2: El proyecto es rentable a partir de un precio de 1,8 USD/kg H2 o menor.
- ✓ Alt3: En este caso el proyecto es muy rentable, pero comienza a ser rentable recién a partir de un precio de 2,1 USD/kg H2 equivalente a un precio de Gas Natural de 15,5 USD/MMBTU

