



# Estudio de prefactibilidad de cogeneración con hidrógeno y recuperación de calor en Minera Valle Central

Proyecto eficiencia energética en minería en Chile

Marzo 2023



**Edición:**

Deutsche Gesellschaft für  
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Friedrich-Ebert-Allee 40  
53113 Bonn • Alemania

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5  
65760 Eschborn • Alemania

**Nombre del proyecto:**

Eficiencia energética en minería en Chile

Marchant Pereira 150  
7500654 Providencia  
Santiago • Chile  
T +56 22 30 68 600  
I [www.giz.de](http://www.giz.de)

**Responsable:**

Rodrigo Vásquez

**En coordinación:**

Ministerio de Energía de Chile  
Alameda 1449, Pisos 13 y 14, Edificio Santiago Downtown II  
Santiago de Chile  
T +56 22 367 3000  
I [www.minenergia.cl](http://www.minenergia.cl)

Registro de Propiedad Intelectual Inscripción: ISBN: 978-956-8066-53-6. Primera edición digital: agosto 2023

**Cita:**

Título: Estudio de prefactibilidad de cogeneración con hidrógeno y recuperación de calor en Minera Valle Central.  
Autor(es): GIZ, Ingener Soluciones Spa.  
Revisión: GIZ; Javier Hueichapan, María José Lambert, Ingener soluciones Spa.  
Edición: GIZ.  
Santiago de Chile, 2023.  
100 páginas.  
Eficiencia energética, cogenerador a hidrógeno, recuperación calor, mediana minería, cobre, Chile, GIZ, hidrógeno verde, hidrógeno renovable.

**Autor:**

Ingener Soluciones y Energía Spa



**Aclaración:**

Esta publicación ha sido preparada por encargo del proyecto "Eficiencia energética en la minería materias primas y clima" implementado por el Ministerio de Energía y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en el marco de la cooperación intergubernamental entre Chile y Alemania. El proyecto se financia a través de la Iniciativa internacional sobre el clima (IKI) del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear de Alemania - BMU. Sin perjuicio de ello, las conclusiones y opiniones de los autores no necesariamente reflejan la posición del Gobierno de Chile o de GIZ. Además, cualquier referencia a una empresa, producto, marca, fabricante u otro similar en ningún caso constituye una recomendación por parte del Gobierno de Chile o de GIZ.

**Santiago de Chile, 2023**

---

## Glosario

ACC	:	Agua Caliente de Calefacción
CDD	:	Cooling Degree Days (Grados día de Refrigeración)
CHP	:	Combined Heat and Power (Cogeneración de calor y electricidad)
DH	:	Día Hábil
DM	:	Días del Mes
DNH	:	Día no Hábil
DPE	:	Demanda de Potencia Eléctrica
DPTEU	:	Demanda de Potencia Térmica a Nivel de Energía Útil
H2	:	Hidrógeno
HDD	:	Heating Degree Days (Grados día de Calefacción)
IDE	:	Índice de consumo energético (kWh/kg producto)
GE	:	Grupo Electrónico
GN	:	Gas Natural
MCI	:	Motor de Combustión Interna
MOLI	:	molibdeno
MVC	:	Minera Valle Central
PCI	:	Poder Calorífico Inferior
PCS	:	Poder Calorífico Superior
P&ID	:	Piping and Instrumentation Diagram (Diagrama de Tuberías e Instrumentación)
SEC	:	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
SGE	:	Sistema de Gestión de Energía
TDD	:	Tablero de Distribución
TDG	:	Tablero General
TDT	:	Tablero de Transferencia

---

## Resumen ejecutivo

El presente informe contiene un resumen del estudio de prefactibilidad para la Cogeneración o CHP (siglas en inglés) que utiliza hidrógeno como combustible, en la planta de secado de concentrado de cobre (Planta MOLLI) de la Minera Valle Central (MVC). Este trabajo también incluye un estudio y revisión de oportunidades de aprovechamiento de calor residual que actualmente emite el horno secador rotatorio. Ambos estudios están basados en los datos de proceso y producción recopilados desde los registros del sistema SCADA actual que posee la planta de secado de MVC. Este sistema monitorea, controla y registra completamente la operación de la planta. Se obtuvieron así datos de mediciones directas de temperaturas, caudales de diésel utilizado y flujo de material a secar. Los datos de consumos globales de energéticos de electricidad y combustible fueron obtenidos a partir de los informes del Sistema de Gestión de Energía (SGE). El flujo de aire de secado utilizado por el secador rotatorio se determinó a partir de las mediciones isocinéticas realizadas por servicios de medición externas en la chimenea del lavador de gases de la planta de secado. Junto con estos datos se realizó la caracterización del proceso de secado, se determinó la cantidad de calor residual disponible y el potencial de recuperación de calor y ahorros de combustible en tres escenarios posibles: recirculación de gases, recuperación de calor con precalentamiento de aire de secado y recuperación de calor con precalentamiento de la carga de sólidos a tratar. Finalmente se determinaron las curvas descendentes de consumo energético: Demanda de potencia eléctrica (DPE) y Demanda de potencia térmica útil (DPTEU) de las instalaciones Planta Moli y del secador rotatorio necesarias para determinar la línea base energética del secado y el potencial de cogeneración de la planta. Con todos estos datos y análisis ya señalados, este informe entrega el diseño a nivel conceptual para la instalación de un equipo de cogeneración y el potencial de recuperación de calor residual del secador.

**Respecto a la aplicación de la cogeneración** junto con visita de terreno se pudo constatar que la Minera Valle Central dispone de espacios suficientes para la ubicación del equipo de cogeneración en terreno aledaño al horno de secado y espacio para ubicar tanques de almacenamiento necesario para el hidrógeno que se utilizará como combustible del cogenerador. Para la integración del cogenerador al secador se requerirá tender una línea eléctrica desde el cogenerador hasta el tablero general de la Planta Moli y conectarla a la barra de distribución de consumos internos. Para ello se requiere que la ingeniería de detalle considere un estudio previo y detallado de impacto de la conexión donde descargar la energía eléctrica cogenerada. La entrega del calor del cogenerador se hará mediante dos circuitos de fluidos caloportadores que salen desde el cogenerador: uno de agua caliente a temperaturas entre 80 y 90°C y un segundo circuito con los gases calientes de salida del equipo a 328°C. El primer circuito, de agua caliente, se utilizará para precalentar el aire de secado y/o aire de combustión, antes de entrar a la cámara de combustión donde está el quemador de diésel. Este es un circuito cerrado con un delta de temperaturas de ida y retorno de 20° a 35°C máximo. Para el segundo circuito que será el de mayor aporte de calor cogenerado, se deberá instalar una red de ductos que transporte los gases calientes desde la chimenea del cogenerador hasta el ingreso del aire ambiente de secado, en donde ambos serán mezclados de manera de aprovechar al máximo la temperatura de los gases del cogenerador. El equipo de cogeneración seleccionado es del tipo motor de cogeneración, tecnología que ya se encuentra disponible en el mercado para operar con un 100% de hidrógeno. Este equipo deberá operar sin generar excedentes de electricidad por ahora, pero a futuro se podría revisar otros puntos de entrega de la electricidad para aumentar la cobertura del cogenerador, ya que MVC también es un alto consumidor eléctrico en otros sectores.

El secador de concentrado de cobre instalado actualmente utiliza diésel para su operación consumiendo más de 1 millón de litros durante el año 2022, que se utilizó como período de referencia. Respecto a estas instalaciones, se desarrolló un diagrama esquemático y de flujo de procesos más un plano Layout donde se ubican e identifican los equipos instalados actualmente, así como se identificó un espacio y puntos de conexión tentativos para la instalación del equipo de CHP. Se podría evaluar también la posibilidad de ubicar el equipo en un área más cercana al horno ya que la ubicación actual está a más de 60 mts. del horno y a más de 100 mts del tablero eléctrico de la Planta Moli. Sin embargo, en esta etapa del estudio la contraparte no dispone por ahora de esa alternativa.

El proyecto considera la utilización del hidrógeno como combustible suministrado por un proveedor externo a futuro. Sin embargo, los resultados de la evaluación económica son tan auspiciosos y de tal nivel que se podría también evaluar y desarrollar un proveedor exclusivo para la MVC. Para efectos de asegurar el flujo continuo de hidrógeno al cogenerador, se requiere tener una central de almacenamiento de este combustible en la planta misma por lo que se determinó con la contraparte su ubicación tentativa. Se requiere uno o dos tanques de 60 m<sup>3</sup> de capacidad volumétrica que le dan una autonomía de tres días, dependiendo si el hidrógeno será abastecido en forma líquida o comprimida respectivamente. Dada la importancia y alto costo de los tanques de almacenamiento se estudiaron tres escenarios: suministro de H<sub>2</sub> comprimido y 2 tanques propios de almacenamiento, suministro de H<sub>2</sub> líquido con un tanque propio de almacenamiento y el tercer escenario suministro de H<sub>2</sub> líquido con tanques provistos por el proveedor del combustible.

A partir de las curvas DPE y DPTEU de la planta de secado, se obtuvo el potencial de cogeneración y se dimensionó el cogenerador para el caso eléctrico con una carga base de 750 [kW] frente a una demanda promedio ponderada de 1.000 [kW] de la planta Moli, mientras que para el caso térmico se obtuvo una carga base de 950 [kW] y una demanda máxima de 2.900 [kW] en el secador. En este proyecto se encontró una demanda total anual de 7.881 [MWh] para el consumo eléctrico de planta MOLI y 11.487 [MWh] para el consumo térmico del secador rotatorio. Con estos datos se procedió a realizar la evaluación económica para una operación del secador de 6.092 hrs. al año.

El cogenerador seleccionado opera con un 100% de hidrógeno entregando 750 kW de potencia eléctrica y alrededor de 950 kW térmicos con lo que reemplazaría un 58% de la electricidad de la Planta Moli y un 52,7 % del calor necesario para el horno. Otras tecnologías como las microturbinas o las turbinas a gas aún están en etapa de desarrollo para este nivel de potencia por lo que no pudieron ser evaluadas ni seleccionadas para este proyecto.

La inversión estimada para este proyecto está entre 1,30 y 3,08 Millones de dólares dependiendo del escenario, la cual se recuperaría entre 3,6 a 8,5 años para un precio del hidrógeno de 1,6 USD/kg H<sub>2</sub> equivalente a 11,8 USD/ MMBTU según el escenario o tipo de almacenamiento a considerar. El VAN para un horizonte de 15 años resulta positivo principalmente para los escenarios que contemplan el hidrógeno líquido con almacenamiento propio o del proveedor, mientras que el escenario con H<sub>2</sub> comprimido y tanques propios no es rentable en el caso base. Al utilizar un almacenamiento provisto por el proveedor de H<sub>2</sub> líquido el VAN es de USD 956.661 casi tres veces mayor que el obtenido al utilizar almacenamiento propio de H<sub>2</sub> líquido (VAN de USD 373.570). La prefactibilidad económica privada, se realizó utilizando una tasa de 10% evaluado a 15 años, con un precio

---

de la electricidad de 62,39 \$/kWh y un precio del diésel de 1016,0 \$/lt. resultando rentables ambas alternativas señaladas.

El análisis de sensibilidad indica que el precio del H2 afecta la rentabilidad del proyecto en primer lugar, luego el precio del diésel más que el precio de la electricidad. Los resultados del análisis de sensibilidad, obtenidos para un rango de variación desde de 1,6 a 4 USD/kg para el precio del hidrógeno y el 60% hasta el 140% de los precios base del diésel y electricidad, son los siguientes:

- **Inversión:** El efecto de variación de la inversión es muy importante dado el alto costo de los tanques por lo que se revisó su efecto en un rango de  $\pm 60\%$  de la inversión para cada escenario. Solo los escenarios con H2 líquido son rentables en el caso base actual y el escenario con H2 comprimido resulta ser rentable solo si la inversión disminuye más de un 20% de su valor base. Esto último se lograría por ejemplo si el proveedor del H2 asumiera el costo de uno de los tanques de almacenamiento del H2 comprimido. De los tres casos estudiados el escenario más favorable con tanque provistos por el proveedor es siempre rentable aun cuando la inversión aumentara en hasta un 60%.

- **Precio de electricidad:**

El proyecto con hidrógeno comprimido es rentable solo si el precio de la energía eléctrica es un 25% mayor que el caso base, es decir aumentar alrededor de unos 90 USD/MWh, donde el VAN sería prácticamente cero alcanzando un periodo de retorno de casi 6 años con una TIR de 9,9%.

El proyecto con suministro de H2 líquido y un tanque de almacenamiento propio, es rentable con un precio de la electricidad hasta un 20% menor al valor base o de referencia, es decir hasta un valor de 50,0 \$/kWh equivalentes a 57,1 USD/ MWh. En este caso la TIR del proyecto sería de un 10% y su payback de 7,9 años. En este caso también ocurre que si el precio de la electricidad subiera un 20% hasta 85,7 USD/MWh el VAN es muy rentable en USD 745.763 con una TIR de 16,2% y un payback de 5,2 años. Es decir, el proyecto de secado con cogeneración abastecido con hidrógeno líquido tiene un gran potencial para ser implementado.

El proyecto con suministro de H2 líquido y autonomía asegurada por el proveedor con tanque de su propiedad, es el más rentable de los escenarios considerados y se mantiene rentable aún con precios de la electricidad tan bajos como un 60% del precio base de referencia, es decir hasta un precio de 42,8 USD/MWh de la energía eléctrica.

- **Precio del diésel:**

En el escenario del proyecto con hidrógeno comprimido este sería rentable solo si el precio del diésel sube un 15% aproximadamente a 1.168,4 \$/lt donde tendría una TIR de 10% y un payback de 6 años.

Para el proyecto utilizando hidrógeno líquido con tanque propio los valores nuevamente son mucho más favorables, siendo rentable aún con un precio del diésel 10% menor que el base. Es decir, es rentable con un precio del diésel de hasta 914,4 \$/lt, equivalente a un 90% del precio base, con payback de 8 años y una TIR de 10%. Este proyecto al precio base actual ya es rentable con un VAN de USD 373.458, una TIR alta de 13,2% y un retorno en 6,3 años.

Para el escenario de H2 líquido sin tanque propio, en el caso base el payback era de 4,3 años y TIR de 21,9% siendo altamente rentable, dejaría de ser rentable si el precio del diésel cayera más de un 25% a valores bajo 762 \$/lt.

---

- **Precio del hidrógeno:**

Los resultados son claros y solo las alternativas con H2 líquido son rentables con precios entre 1,6 y 2,0 USD/kg. La mejor rentabilidad corresponde ocurre cuando el proveedor del H2 asume el costo del almacenamiento. En este caso el proyecto se mantiene rentable a precios del H2 de hasta un 25% mayor que el base, es decir hasta 2,1 USD/kg H2. A precios mayores que este valor no hay ahorros económicos suficientes con cogeneración.

Respecto a la revisión de las emisiones en este estudio, se encontró que si la empresa MVC decidiera implementar este proyecto de cogeneración empleando el hidrógeno como combustible, podría bajar sus emisiones de una manera importante en su matriz energética, considerando que el total de diésel consumido durante el año 2022 en el Horno fue de 1.079.500 lts, con emisiones estimadas en 2.913,1 Ton CO<sub>2</sub>eq., con la cogeneración podría reemplazar 568.100 lts de diésel evitando generar 1.533,1 Ton Co<sub>2</sub>eq. Es decir, se podría reducir en un 47,4 % las emisiones actuales del proceso de secado en el horno rotatorio.

**Respecto del estudio de recuperación de calor residual** este fue realizado al proceso de secado del concentrado de cobre que tiene la mayor participación en la operación de planta por tanto también en su consumo. MVC dispone de un segundo secador, para concentrado de molibdeno que opera 100% con energía eléctrica, pero con una producción bastante menor que la del concentrado de cobre y una cantidad mínima de vahos residuales que no califican para ser reutilizados. Durante el año 2022 el secador para concentrado de cobre produjo una cantidad aproximada de 100.681 tons. con un importante consumo de diésel entre 98.136 litros/mes hasta 125.550 litros/mes en el mes de mayor consumo. El proceso utiliza 9.379 Nm<sup>3</sup>/h de aire de secado a 450°C promedio, lo que produce una apreciable cantidad de calor residual en los gases de salida del equipo que salen a temperaturas entre 90°C a 130°C con una baja humedad relativa de alrededor de 1%. Por otra parte, el secador de molibdeno, según el reporte de sustentabilidad para 2021 publicado por MVC, produjo 1.346.987 lbs equivalentes a 611 toneladas, apenas un 2.1 % de la producción de concentrado de cobre.

De acuerdo a lo anterior, las oportunidades de recuperación de calor se dan principalmente en el secador rotatorio y en este estudio fueron revisados tres distintos escenarios. Se realizaron diversas corridas de balances de masa y energía al secador encontrándose los siguientes oportunidades y resultados:

- Se dispone de un calor residual que va entre 667 Mcal/hr a 1.553 Mcal/hr a temperaturas entre 81,6°C y 152°C °C en el aire de salida del secador, que actualmente es liberado a la atmosfera que no se está aprovechando.
- En el rango de operaciones con cargas entre el promedio y la moda, se encuentran los menores índices de consumo energético, es decir cargas alrededor de la producción nominal del secador (18 Ton/hr).
- Los índices de consumo energético están entre 60,3 a 63,0 kcal/kg carga a tratar y la eficiencia energética de la planta entre 72% y 76%. No obstante, con un estudio experimental más acabado del secador, se podría determinar la operación óptima del equipo con mayor exactitud para obtener los índices de consumo energético óptimos y como estos pueden variar según la carga a procesar (Estudio de eficiencia energética).
- Para efectos de estudiar la recuperación de calor a partir de calor residual ya encontrado, se revisaron tres escenarios de utilización de este aire proveniente del secado: Recirculación de los gases residuales de salida del secador, Recuperación de calor desde los gases residuales para precalentamiento del aire de ambiente o de combustión y Recuperación de calor para precalentamiento de la carga.

---

### **Recirculación de gases:**

1. El rango de recirculación con que el secador rotatorio puede operar se encuentra entre un 20% hasta un 50% máximo y los ahorros en el indicador de consumo de combustible por kg de producto llegan prácticamente a un 10% trabajando a cargas promedio similares a la de la capacidad nominal del secador.

2. Al recircular el aire aumenta el rendimiento energético del secador, pero disminuye la capacidad de producción. Es decir, para producir la misma cantidad total de producto se deberá trabajar más horas de producción a un ritmo más lento, pero más eficiente, lo que significa un ahorro en combustible por kilo de producto. Por ejemplo, el secador que opera en principio a una carga promedio de 18.154 kgs/h al recircular un 30% del aire deberá bajar su carga a 12.308 kgs/h para que el producto salga seco, pero se obtiene un nuevo índice de consumo energético (IDE) con un 9,8% de ahorro por kilo de producto.

### **Recuperación de calor para precalentamiento de aire de secado:**

1. En este escenario se puede lograr un ahorro de hasta un 10% aproximadamente en el IDE precalentando el aire a 45°C a cargas bajas y un 6,4% en el IDE a cargas promedio. Para una carga promedio al secador el IDE actual es de 63,0 kcal/kg y con recuperación de calor baja a 56,5 kcal/kg aproximadamente.

2. Se requiere la instalación de dos intercambiadores de calor uno para recuperar calor y un segundo para precalentamiento del aire de ingreso a la cámara de combustión. El costo de implementación de estas soluciones no es alto y probablemente el período de pago sea relativamente corto.

### **Recuperación de calor para precalentamiento de sólidos:**

1. Aquí se encontró que al aumentar la temperatura del sólido húmedo que ingresa al secador, hay mejoras en el índice energético, obteniéndose ahorros en los índices de consumo de combustible desde un 4,38% hasta un 10% inclusive, dependiendo de las velocidades de producción en que opere el secador.

2. Para una carga de 14.253 kgs/hr el sólido se puede precalentar con aire recuperado hasta 50,2°C. El índice actual para esta carga es de 62,94 kcal/kg y se podría llegar a un índice de 55,38 kcal/kg de carga a tratar.

3. Para lograr estos resultados, se puede también utilizar un intercambiador de calor del tipo tubular para recuperar calor desde los gases de salida del secador y diseñar una precámara de secado, tipo túnel, cuyas dimensiones dependen de los espacios disponibles, de la temperatura de gases recuperada y la temperatura de precalentamiento que se pueda lograr según el área de transferencia del túnel. También los costos acá pueden ser relativamente bajos como para tener un período de recuperación razonable, pero esto requiere de una evaluación económica específica y cotizaciones adicionales.

Finalmente se concluye que a la luz de los resultados auspiciosos de este estudio y dado el alto consumo energético térmico establecido, la empresa Minera tiene una valiosa oportunidad para considerar una segunda etapa y evaluar la posible implementación de cada uno de estos proyectos en un plan de gestión a un corto y mediano plazo.

----- 0 -----



---

Tabla de contenido

Glosario .....	ii
Resumen ejecutivo .....	iii
Tabla de contenido .....	viii
Índice de tablas.....	x
Índice de figuras .....	xi
1 Introducción .....	13
1.1 Objetivo general .....	13
1.2 Objetivos específicos.....	13
1.3 Alcances del informe .....	13
1.4 Información general.....	14
2 Caracterización de la planta de secado y datos de operación.....	15
2.1 secado de concentrado de cobre.....	15
2.2 secado de concentrado de molibdeno .....	18
2.3 Datos de operación.....	20
2.3.1 Producción de concentrado de cobre .....	20
3 Balances de energía – calor residual y oportunidad.....	28
3.1 Balance en línea base y calor residual.....	29
3.2 Escenario 1 - Balance con recirculación de aire .....	31
3.3 Escenario 2 - Balance con recuperación de calor y precalentamiento de aire....	34
3.4 Escenario 3 - Recuperación de calor y precalentamiento de sólidos. ....	36
4 Cogeneración con hidrógeno.....	38
4.1 Levantamiento en terreno .....	39
4.1.1 Sistema térmico y ubicación proyectada.....	40
4.1.2 Sistema eléctrico y ubicación proyectada. ....	42
4.2 Sistemas consumidores de energía existentes.....	44
4.2.1 Consumos de energía eléctrica .....	44
4.2.2 Consumo de energía térmica y combustible .....	46
5 Metodología de estimación de DPE y DPTEU .....	47
5.1 Diagrama de flujo “metodología determinación DPE y DPTEU” .....	47
5.2 Perfil de demanda eléctrica. ....	48
5.3 Perfil de demanda térmica .....	49
6 Propuesta técnica .....	52
6.1 Layout de la planta .....	52
6.2 Equipo de cogeneración .....	54
6.3 Conexiones con sistema térmico existente .....	58

---

6.4	Conexiones con sistema eléctrico existente.....	59
6.4.1	Tablero de comando para el equipo de CHP .....	60
6.4.2	Cableado .....	60
6.4.3	Canalización e interconexión .....	60
6.4.4	Medición .....	61
6.5	Suministro y almacenamiento del combustible H2.....	61
6.5.1	Determinación de almacenamientos.....	61
6.5.2	Suministro de hidrógeno y sus costos.....	65
7	Evaluación económica .....	67
7.1	Evaluación de costos.....	67
7.1.1	Proyecto térmico.....	67
7.1.2	Proyecto eléctrico .....	68
7.1.3	Costos de equipos e instalaciones.....	69
7.2	Evaluación económica del proyecto MVC.....	71
7.2.1	Ahorros según precio del hidrógeno combustible. ....	73
7.2.2	Evaluación económica caso base.....	74
7.2.3	Equipo evaluado.....	76
7.3	Estudios de sensibilidad para evaluación privada.....	78
7.3.1	Sensibilización de costo de inversión .....	79
7.3.2	Sensibilización del precio de la electricidad .....	79
7.3.3	Sensibilización del precio del diésel.....	83
7.3.4	Sensibilización del precio del hidrógeno .....	86
7.3.5	Sensibilización del ahorro por potencia.....	87
7.3.6	Influencia de los precios de energéticos en la rentabilidad .....	88
8	Normativa vigente.....	89
9	Emisiones .....	94
10	Resultados y conclusiones.....	95

## Índice de tablas

Tabla 1. Operación promedio mensual 2022 línea de secado de concentrado de cobre..	16
Tabla 2. Equipos principales secador de concentrado de cobre. ....	18
Tabla 3. Operación promedio mensual para secado de concentrado de molibdeno .....	18
Tabla 4. Principales equipos en el secado de molibdeno .....	20
Tabla 5. Análisis estadístico de producción (TMS) año 2022 .....	21
Tabla 6. Análisis estadístico de horas- mes de operación año 2022 .....	22
Tabla 7. Análisis estadístico para el flujo horario de producción [ton/h] en año 2022 .....	22
Tabla 8. Humedades promedio del producto seco .....	23
Tabla 9. Análisis estadístico de la humedad promedio mensual del producto seco .....	23
Tabla 10. Análisis temperatura de entrada y salida del sólido .....	24
Tabla 11. Análisis estadístico para temperatura del aire de secado .....	25
Tabla 12. Temperaturas del aire de entrada al secador .....	25
Tabla 13. Temperatura del aire de salida del secador .....	26
Tabla 14. Caudal normal y flujo másico de aire en el proceso de secado de cobre .....	26
Tabla 15. Análisis estadístico en las mediciones isocinéticas .....	27
Tabla 16. Análisis estadístico para flujo de Diésel registrado por sistema SCADA .....	28
Tabla 17. Balance de energía y calor residual en secador rotatorio MVC .....	30
Tabla 18. Balance de energía secador rotatorio con recirculación. ....	33
Tabla 19. Recuperación de calor y precalentamiento de aire en secador MVC .....	35
Tabla 20. Influencia de la temperatura del sólido en la demanda térmica. ....	36
Tabla 21. Temperatura de salida sólido precalentado .....	37
Tabla 22. Ahorros potenciales al precalentar los sólidos en secador MVC. ....	38
Tabla 23. Distribución de potencia eléctrica planta baja MOLI [kW] .....	44
Tabla 24. Distribución de energía térmica y combustible 2022 .....	46
Tabla 25. Potencial de cogeneración planta baja MOLI .....	51
Tabla 26. Tecnologías y proveedores consultados. ....	55
Tabla 27. Disponibilidad de tecnologías .....	55
Tabla 28. Ficha de cogenerador seleccionado .....	56
Tabla 29. Central de tanques de H2 requeridos .....	64
Tabla 30. Instalación e Integración del proyecto térmico .....	67
Tabla 31. Instalación e Integración del proyecto eléctrico .....	68
Tabla 32. Costos de instalaciones de cogeneración en USA .....	69
Tabla 33. Costos de instalación para cogeneración en Chile .....	69
Tabla 34. Costo planta cogeneración para MVC .....	70
Tabla 35. Costo central de almacenamiento y proyecto gas .....	70
Tabla 36. Resumen de costos del proyecto MVC .....	71
Tabla 37. Parámetros básicos de la evaluación económica, base 2022 .....	71
Tabla 38. Resumen de operación del cogenerador .....	72
Tabla 39. Costos y ahorros de operación con y sin cogeneración .....	73
Tabla 40. Costos y Ahorros de operación con cogeneración. ....	74
Tabla 41. Resultados evaluación económica para cogeneración con hidrógeno .....	75
Tabla 42. Características técnicas de equipo propuesto Plug & Play .....	77
Tabla 43. Sensibilización con precio de la energía para H2 comprimido .....	80
Tabla 44. Sensibilización con precio de la energía para H2 líquido .....	81
Tabla 45. Sensibilización con precio de la energía - H2 líquido sin tanques. ....	82
Tabla 46. Sensibilización del precio diésel para hidrógeno comprimido .....	83

Tabla 47. Sensibilización Precio diésel – caso H2 líquido.....	84
Tabla 48. Sensibilización Precio diésel – caso H2 líquido sin tanques.....	85
Tabla 49. Sensibilización precio hidrógeno.....	86
Tabla 50. Sensibilización del VAN por potencia de la carga.....	87
Tabla 51. Factores de emisión de gases de efecto invernadero.....	94
Tabla 52. Estimación de emisiones evitadas de CO2 eq. – Proyecto cogeneración.....	94

## Índice de figuras

Ilustración 1. Ubicación de establecimiento.....	14
Ilustración 2. Mapa2 de proceso de cobre y molibdeno en Minera Valle Central.....	15
Ilustración 3: Diagrama de flujo de proceso secador rotatorio.....	17
Ilustración 4. Diagrama de flujo del equipo secador de molibdeno.....	19
Ilustración 5. Producción de concentrado de cobre año 2022.....	20
Ilustración 6. Horas de operación mensuales del secador año 2022.....	21
Ilustración 7. Humedad en producto seco.....	23
Ilustración 8. Temperaturas del concentrado de cobre en el secador.....	24
Ilustración 9. Histograma de la temperatura del aire de entrada al secador.....	25
Ilustración 10. Diésel según sistema SCADA y planilla SGE.....	27
Ilustración 11. Diagrama Balance de energía secador rotatorio actual.....	29
Ilustración 12. Diagrama balance de energía al secador con recirculación.....	32
Ilustración 13. Balance energía - Recuperación de calor y precalentamiento aire.....	34
Ilustración 14. Ubicación del punto de consumo y cogenerador.....	40
Ilustración 15. secador rotatorio y cámara de calentamiento de aire.....	41
Ilustración 16. Instrumentación de control del secador rotatorio.....	42
Ilustración 17. Diagrama unilineal del tablero general CDC-MOLI-01-01.....	43
Ilustración 18. Ubicación tableros eléctricos planta y cogenerador.....	44
Ilustración 19. Distribución de potencia planta baja de secadores.....	45
Ilustración 20. Distribución de consumo energía eléctrica MVC.....	45
Ilustración 21. Distribución del consumo energético por tipo de combustibles.....	46
Ilustración 22. Distribución del consumo anual de combustible por aplicación.....	47
Ilustración 23. Diagrama metodología de cálculo DPE - DPTEU.....	47
Ilustración 24. Simulación curva demanda eléctrica en planta baja MOLI.....	48
Ilustración 25. Curva descendente eléctrica DPE.....	49
Ilustración 26. Curva cronológica térmica - combustible.....	49
Ilustración 27. Curva descendente térmica (combustible) DPTEU.....	50
Ilustración 28. Curvas combinadas DPE y DPTEU planta baja MOLI.....	51
Ilustración 29. Ubicación cogenerador en planta baja MOLI.....	53
Ilustración 30. Ubicación en espacio disponible para instalación del equipo CHP.....	54
Ilustración 31. Diagrama técnico cogenerador seleccionado, Fuente: 2G.....	57
Ilustración 32. Propuesta de Integración del equipo CHP.....	59
Ilustración 33. Alternativas de distribución y almacenamiento de H2.....	62
Ilustración 34. Densidad energética del hidrógeno según almacenamiento.....	62
Ilustración 35. Camión de transporte H2 comprimido.....	63
Ilustración 36. Camión cisterna H2 líquido (Fuente: Linde Group).....	63
Ilustración 37. Impacto ambiental.....	64
Ilustración 38. Ahorros con cogeneración según precio del H2.....	74
Ilustración 39. Imagen ilustrativa del motor del cogenerador propuesto.....	76
Ilustración 40. Demanda eléctrica anual y autogeneración con equipo propuesto.....	77
Ilustración 41. Demanda térmica anual y autogeneración con equipo propuesto.....	78

---

Ilustración 42. Sensibilización de la inversión .....	79
Ilustración 43. Sensibilización precio de la energía- caso con H2 comprimido.....	80
Ilustración 44. Sensibilización precio energía – caso con H2 líquido tanque propio .....	81
Ilustración 45. Sensibilización precio energía – caso H2 líquido sin tanque.....	82
Ilustración 46. Sensibilización Precio diésel - caso con H2 comprimido.....	83
Ilustración 47. Sensibilización del precio diésel – caso con H2 líquido.....	84
Ilustración 48. Sensibilización del precio diésel – caso con H2 líquido sin tanque .....	85
Ilustración 49. Sensibilización con precio del hidrógeno. ....	86
Ilustración 50. Sensibilización con potencia eléctrica cogenerada. ....	87
Ilustración 51. Influencia de los precios en el VAN del proyecto .....	88
Ilustración 52. Antecedentes para solicitud de autorización SEC – Proyecto hidrógeno. .	92
Ilustración 53. Diagrama de flujo de proceso para autorización SEC – Proyecto hidrógeno. .....	93

## 1 Introducción

### 1.1 Objetivo general

Estudiar la prefactibilidad técnica y económica de una solución energética eficiente y sustentable para los procesos de secado de concentrados de cobre y/o molibdeno de Minera Valle Central (MVC), considerando un sistema de cogeneración basado en hidrógeno y el estudio de aprovechamiento de los calor residual existente.

### 1.2 Objetivos específicos

#### **Objetivo específico N°1 (OE1)**

Revisar y analizar estadísticamente datos consumos energéticos y combustibles; producción de concentrados de cobre y molibdeno , junto a la disponibilidad de espacios, instalaciones actuales, características geográficas, condiciones logísticas y aspectos normativos de seguridad para la implementación de un equipo de cogeneración a hidrógeno y estudio de la recuperación de calor residual.

#### **Objetivo específico N°2 (OE2)**

Evaluar técnicamente las posibles alternativas de tecnologías de cogeneración y aprovechamiento de calor residual, de acuerdo con análisis comparativos respecto a las instalaciones actuales. Dimensionar la solución de cogeneración, describiendo la tecnología a utilizar especificando los equipos requeridos, y las opciones para la integración del sistema en base a hidrógeno.

#### **Objetivo específico N°3 (OE3)**

Elaborar una evaluación económica a nivel de prefactibilidad de la solución técnica propuesta levantando aspectos claves y pasos a seguir para el proyecto, que se cumplen revisando los aspectos normativos y de permisos a contemplar para implementar el proyecto. Esto a partir de la información recopilada en visita a terreno, revisión de la Normativa Nacional vigente para proyectos energéticos con hidrógeno y normativa recopilada por GIZ en el proyecto 4E.

### 1.3 Alcances del informe

El informe se enfoca en evaluar la factibilidad técnica de instalación de un equipo de cogeneración a hidrógeno con sus respectivos accesorios y en determinar oportunidades de recuperación de calor residual en la operación de secado. Los resultados del estudio se basan principalmente en la recopilación de los datos registrados por el sistema SCADA actual de la planta de secado de MVC, que monitorea, controla y registra completamente la operación de la planta. Se obtuvieron así datos de mediciones directas de temperaturas, de consumo de combustible, de producción e indirectas necesarias para determinar flujos de aire de secado y consumos eléctricos. Con estos datos se determina la demanda de potencia eléctrica DPE y la demanda de potencia térmica a nivel de energía útil DPTEU de las instalaciones de secado, además del análisis de costos eléctricos y térmicos de combustible, necesarios para obtener la línea base energética del secado y el potencial de cogeneración de la planta. Se entrega el diseño a nivel conceptual para la instalación de un equipo de cogeneración y el potencial de recuperación de calor residual del secador. Finalmente, se realiza una evaluación técnica y de prefactibilidad económica de la instalación, según un Layout de la disposición propuesta para el equipo, la disposición de equipos y cañerías realizados en este estudio.

## 1.4 Información general

La Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, en el marco de su proyecto "Eficiencia energética en la minería, materias primas y clima" del programa de Energías Renovables y Eficiencia Energética, 4e, el cual es financiado por el Ministerio Federal de Medio Ambiente, Conservación de la Naturaleza, Seguridad Nuclear y Protección al Consumidor (BMUV) apoya en Chile al Ministerio de Energía y a la Agencia de Sostenibilidad Energética (Agencia SE) en la generación, replicación y adaptación de iniciativas de eficiencia energética, que entre sus actividades pretende acelerar la introducción en el país de medidas concretas para el aumento de la eficiencia energética y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

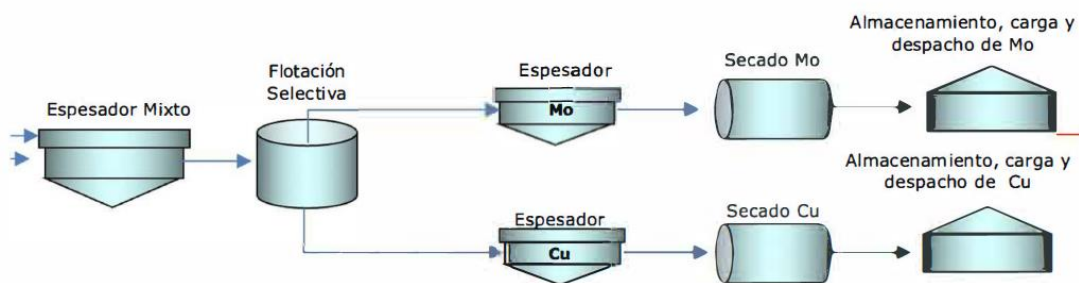
Minera Valle Central es una compañía minera ubicada en la comuna de Requínoa, región de O'Higgins, con 29 años de experiencia en el rubro minero, específicamente en el procesamiento de relaves. Sus operaciones se centran en la recuperación de cobre y molibdeno en relaves de baja ley (0,12%), cuentan con una capacidad de procesamiento de alrededor de 130.000 t/d1 y se abastecen desde relaves frescos y antiguos, provenientes de Codelco, división El Teniente; y desde el tranque Cauquenes mediante el método de monitoreo hidráulico. La ilustración 1 muestra la ubicación de la planta MVC a continuación:



*Ilustración 1. Ubicación de establecimiento*

En la ilustración 2 a continuación se muestra el mapa de proceso de secado de la Minera Valle Central. Esta planta posee dos líneas de secado, una correspondiente al secado de concentrado de molibdeno y la otra al de secado de concentrado de cobre sulfurado. En cada línea hay un espesador los cuales cumplirán la función de reducir los niveles de humedad del

concentrado proveniente de la etapa de flotación que, finalmente, resulta en una pulpa de mineral más densa. Los espesadores, a través de un “rastrillo”, empujan lentamente hacia su centro las partículas que se irán depositando en el fondo en forma de barro. Dentro de esta etapa, ocurre la sedimentación, la cual consiste en la separación de las partículas sólidas del líquido. Para que este proceso se lleve a cabo, es necesario emplear sustancias químicas que aglutinan el mineral facilitando su decantación y posterior filtrado. En la línea de secado de concentrado de cobre, posterior al espesamiento, la pulpa de mineral pasa por un proceso de filtrado que también tiene como objeto reducir previamente la humedad del material a secar. El espesamiento es un proceso físico y su efectividad depende de las características físicas del filtro (ej: la porosidad) y del proceso (ej: la presión). Minera Valle Central emplea dos filtros, uno cerámico y el otro de telas, cuyo uso es intercalado dependiendo de la necesidad de limpieza. Luego del filtrado, la pulpa de mineral de cobre entrará al horno de secado, donde se reducirá el contenido de humedad hasta representar un 9% de la masa total de concentrado.



*Ilustración 2. Mapa2 de proceso de cobre y molibdeno en Minera Valle Central.*

El ámbito de interés del presente estudio corresponde al área de secado de Minera Valle Central, compuesta por dos líneas productivas, el secado de concentrado de cobre, el cual funciona mediante un horno rotatorio de combustión diésel y el equipo de secado de molibdeno, que opera con un fluido térmico calentado mediante calefactores eléctricos.

## 2 Caracterización de la planta de secado y datos de operación.

Este estudio se inicia con la recopilación y análisis de datos registrados por MVC para el año 2022, que fueron entregados al consultor para la elaboración de este informe. También durante este estudio se realizó una visita de terreno a la planta de secado, para la verificación de las condiciones existentes, instrumentación y ubicación de los mismos, método de registro y manejo de la operación de secado, que permitió determinar los escenarios para recuperación de calor residual generado por la operación de secado. A la vez se revisó y acordó con MVC, la disponibilidad de espacios y puntos de integración que permitan elaborar una prefactibilidad técnica y económica para la posible instalación a futuro de una planta de cogeneración a hidrógeno de apoyo a la operación de secado de la minera.

### 2.1 secado de concentrado de cobre

En el secado de concentrado de cobre durante el año 2022 se produjo una cantidad aproximada de 100.681 Ton con un importante consumo de diésel de 98.136 litros/mes en



promedio y llegando hasta los 125.550 litros/mes en el mes de mayor consumo, lo que en su operación rutinaria produce una apreciable cantidad de calor residual no aprovechado proveniente de los gases del secador (aire de secado más gases de combustión y agua evaporada desde el concentrado) a temperaturas entre 100 a 130°C. La humedad final del producto obtenido que varía entre 7,9 a 9,1% base sólido, es controlada variando la temperatura del aire de secado, con un flujo de aire constante debido a definiciones operacionales particulares y a las condiciones climáticas locales. Cuando el concentrado de cobre sobrepasa un máximo de 9% de humedad, este debe ser depositado en los centros de acopio para ser mezclado con concentrado de menor humedad, y así alcanzar la humedad final de despacho.

El ciclo de trabajo del material a secar comienza en el proceso de flotación y espesado, el concentrado circula a través de un filtro que es capaz de reducir considerablemente su humedad. En este mismo sentido, para reducir la humedad del concentrado de cobre antes de entrar al horno de secado, Minera Valle Central dispone de dos filtros; uno cerámico y otro de tela, los cuales reducen el porcentaje de humedad del concentrado, hasta alcanzar un promedio de 13% y 17% de humedad, respectivamente, antes de entrar al horno rotatorio.

El tiempo de operación del horno trabaja a un promedio de 18,1 horas por día, pero se espera aumentar a las 24 horas completas, para mejorar la continuidad del proceso, algo que desde luego favorecería los requerimientos de la línea de producción, como también a la posibilidad de implementar la operación de un cogenerador de electricidad y calor. En la Tabla 1 a continuación se encuentra la caracterización de la operación de secado para el concentrado de cobre del año 2022 calculados en base a datos informados por MVC y revisados en apartados 2.2 a 2.3.1.

Tabla 1. Operación promedio mensual 2022 línea de secado de concentrado de cobre

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]	98.136
Temperatura inicial del sólido	[°C]	22,5
Caudal normal de aire de secado	[m <sup>3</sup> N/h]	9.379

\*Las humedades en esta tabla son en base sólido seco y los flujos de concentrado en base húmeda.

Para la operación de secado de concentrado de cobre se utiliza un Horno secador rotatorio de 13,35 mts de largo x 1894 mm de diámetro interior. El aire de secado utilizado proviene

desde el aire ambiente alimentado por un ventilador de succión que lo introduce a una cámara de combustión para calentarlo a la temperatura inicial de secado.

El intercambio de calor en este equipo es del tipo directo, de manera que el aire es mezclado con los gases de combustión calientes, generados por un quemador de diésel del tipo atomización. Este aire caliente ingresa al secador a flujo constante y se mantiene así durante toda la operación de secado.

Para controlar la humedad final del producto el operador solamente varía la temperatura del aire de secado, aumentando o disminuyendo el flujo de diésel en el quemador (esto es una operación que MVC mantiene por motivos operacionales propios, siendo que el control del secado también se podría lograr variando el flujo de aire).

En la ilustración 3 a continuación se observa el diagrama de flujo de proceso actual para el secador:

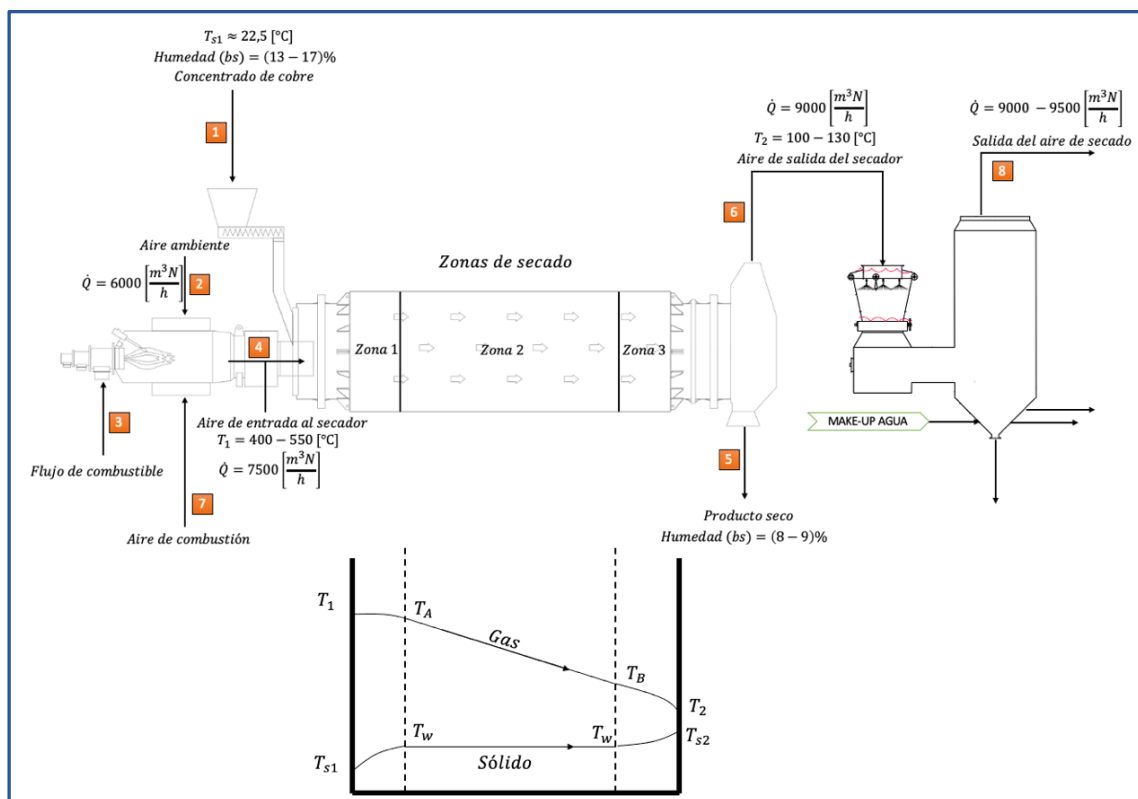


Ilustración 3: Diagrama de flujo de proceso secador rotatorio

Respecto a los equipos considerados para la operación de secado estos se resumen en la tabla 2 a continuación:

Tabla 2. Equipos principales secador de concentrado de cobre.

Item	Equipo	Potencia (kW)	Capacidad	Uso
1	secador rotatorio		18.000 kg/h	concentrado de cobre
2	Motor secador	37,5	-	Rotación del secador
3	Ventilador Extracción	142,5	23.280 m3/h	Extracción aire de secador
4	Ventilador Combustión	11,25	-	Aire para combustión
4	Ventilador Aire secado	15,0	-	Ingreso de aire para secado
6	Bombas lavador de gases	5,6	-	Agua de lavado gases chimenea
7	Espesadores y filtros	38,5	-	Motores espesador y filtros

Fuente: Datos proporcionados por MVC

## 2.2 secado de concentrado de molibdeno

El secado de concentrado de molibdeno a diferencia del concentrado de cobre no consume diésel ya que el proceso se realiza en un horno de tipo tornillo que utiliza calefacción eléctrica. La producción también es bastante menor comparado con la de concentrado de cobre, siendo de 36,24 tons en el año 2022 y el consumo de electricidad para calefacción fue del orden de 6.970 MWh. Este horno de baja producción genera poco calor residual, utiliza menores cantidades de aire para secado y entrega un producto entre 13% a 17% de humedad base sólido, controlada vía manejo de la temperatura de los calefactores eléctricos.

El ciclo de trabajo del material a secar comienza también en el proceso de flotación y espesado, el concentrado circula a través de un filtro que reduce la humedad inicial de la pulpa. Luego de pasar por el filtrado el concentrado alcanza una humedad promedio de 7,9% a 9% base sólido para ser ingresado posteriormente al horno de secado eléctrico

De acuerdo con los datos proporcionados por MVC este horno de secado trabaja a un promedio de 18,5 horas por día. La Tabla 3 a continuación se encuentra la caracterización de la operación de secado para el concentrado de molibdeno del año 2022.

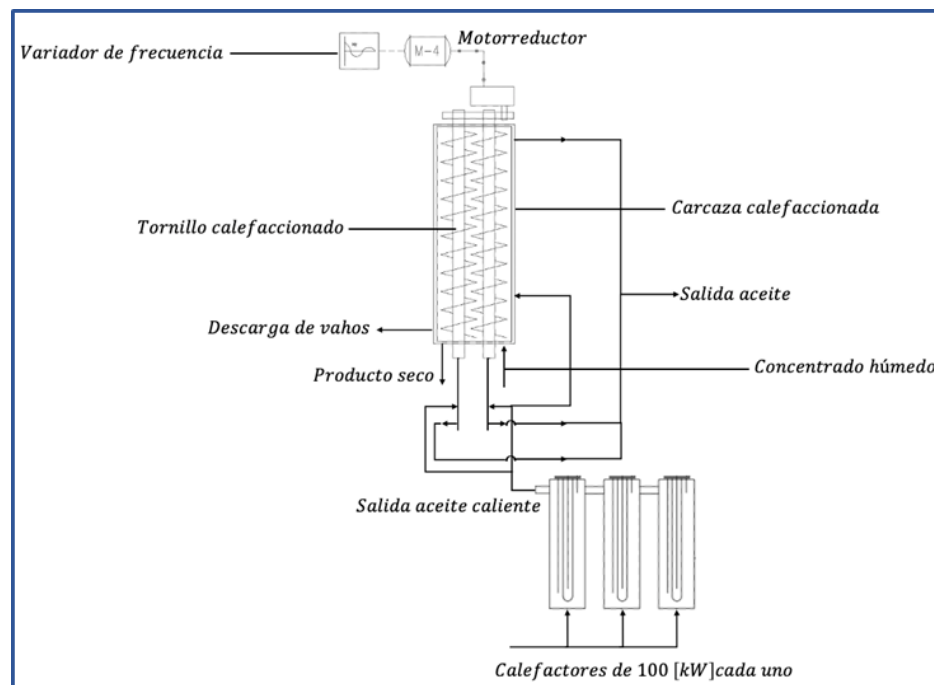
Tabla 3. Operación promedio mensual para secado de concentrado de molibdeno

Parámetro	Unidad	Valor	Archivo (Anexo A)
% origen de molibdeno en relaves	[%]	0.012 / 0.022	Reporte de Sustentabilidad 2021
Producción del concentrado (Mo)	[ton/mes]	3.295	Informe de Visita
Temperatura inicial del sólido	[°C]	15	Informe de visita
Caudal normal Vahos	[m³N/h]	5.848	Manual secador
Consumo eléctrico	[kWh]	580.497	Fuente SGE
IDE eléctrico Mensual	kWh/ton	176,2	calculado

La operación de secado de concentrado de molibdeno ocurre en un Horno secador de tornillo. El fluido térmico de calefacción llena la chaqueta del secador y también los tornillos con sus

respectivas aletas, entregando el calor necesario para el secado del molibdeno que circula dentro del secador. El agua evaporada del molibdeno sale por dos ductos que están en la parte superior del secador hacia un ducto o chimenea independiente. Estos vahos pasan por una cortina de agua que es inyectada por unas boquillas. Aquí el material particulado es precipitado hacia una piscina que hace de sello de agua quedando estos retenidos en la piscina, mientras los vahos limpios son succionados por un ventilador para luego ser descargados por una chimenea.

En la ilustración 4 a continuación se observa el diagrama de flujo del equipo de secado:



**Ilustración 4. Diagrama de flujo del equipo secador de molibdeno**

El tiempo de residencia de la carga del secador es regulado por medio de un variador de frecuencia, que actúa sobre la velocidad de giro de los tornillos. Si la carga comienza a salir con mucha humedad, se aumenta el tiempo de residencia y viceversa.

El aceite térmico es calentado mediante tres calefactores eléctricos de 100 KW cada uno, dos de ellos trabajan en on/off y el tercero tiene un sistema de regulación fina de la temperatura por medio de un tiristor, proporcionando así una adecuada regulación, sin grandes gradientes de temperatura.

Los principales equipos utilizados en esta operación de secado se muestran en la tabla 4 a continuación:

Tabla 4. Principales equipos en el secado de molibdeno

Item	Equipo	Potencia (kW)	Capacidad	Uso
1	Horno tornillo	10	505 kg/h	concentrado de molibdeno
3	Calefacción eléctrica	300	260°C	Calentamiento del concentrado
4	Ventilador extractor	4	5.848 m3/h	Aire para combustión
5	Bomba fluido térmico	5,5	30 m3/h	Circulación aceite calefactor
6	Bomba llenado Tanque Aceite	1.5	11 lts/h	Llenado y vaciado tanque de almacenamiento,

Fuente: Datos proporcionados MVC (Ver fichas técnicas secador Anexo B).

### 2.3 Datos de operación

Para poder analizar las oportunidades de ahorro en el proceso de secado es necesario establecer los rangos de operación de los equipos y de esta manera saber cómo se comportan las diferentes variables que influyen en su operación. La planta de secado de la MVC posee un sistema SCADA de monitoreo y registro de valores de distintas variables que fueron utilizadas en los análisis de este estudio. También se utilizaron registros del sistema de gestión de energía (SGE) implementado por MVC de manera de tener valores referenciales que permiten en algunos casos la determinación de perfiles de consumo.

A continuación, se muestran los resultados para el secador rotatorio, que son el producto principal de la MVC.

#### 2.3.1 Producción de concentrado de cobre

A partir de los datos de planilla para SGE se revisaron las producciones de concentrado de cobre en toneladas de material sólido (TMS) para el año 2022. A continuación, se muestran los resultados del análisis estadístico de esos datos.

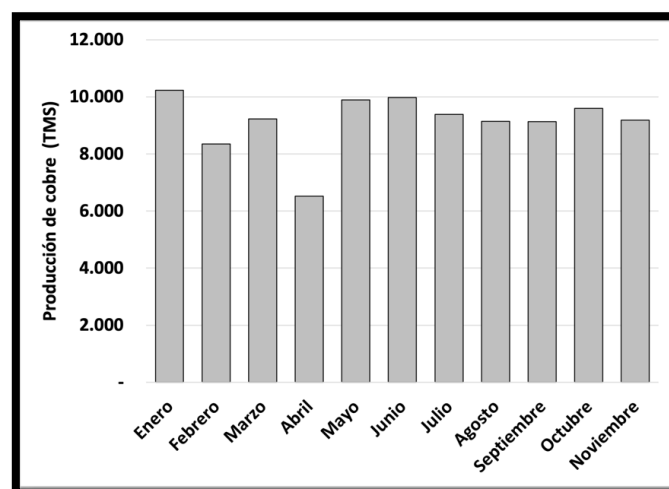


Ilustración 5. Producción de concentrado de cobre año 2022

Como se ve la producción es relativamente pareja, excepto por el mes de abril en que hubo detenciones de planta. El análisis estadístico que nos entrega los rangos de producción

obtenidos y un coeficiente de variación, CV de 11% sin considerar el mes de Abril (fue “anormalmente bajo”) se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 5. Análisis estadístico de producción (TMS) año 2022

Estadística	Valor - mes
Total [tms]	100.681
Promedio [tms]	9.153
Desv. Std., $\sigma$ [tms]	1.012
Mínimo [tms]	8.141
Máximo [tms]	10.165
CV	11%

\*Fuente: Excel análisis estadísticos A.2 con datos de planilla SGE A.3 (Anexo A).

La producción mínima de 8.141 tons de material solido se determinó como el promedio menos la desviación standard de la muestra como un mínimo estadístico de confianza y la producción máxima es el promedio más la desviación standard.

No obstante, a los valores anteriores y para realizar los balances de energía del secador rotatorio, se deben determinar los flujos de carga y producto en términos de velocidades de operación dado que este equipo es de operación continua. Para ello se analizaron las velocidades de producción, de carga, de aire de secado y de consumo de diésel utilizadas en el período anual 2022, determinándose así los valores máximos, mínimos y promedio de cada variable relacionada al secado.

❖ **Horas de operación diarias:**

En la ilustración 6 a continuación se observan las horas de operación mensuales del secador en donde se ve claramente que abril fue un mes excepcional que fue el causante de la menor producción observada en el gráfico anterior:

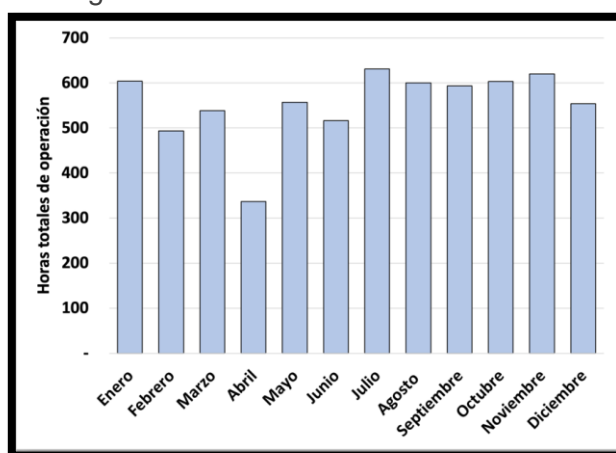


Ilustración 6. Horas de operación mensuales del secador año 2022

Como resultado se observa en la tabla 6 el análisis de datos respectivo:

Tabla 6. Análisis estadístico de horas- mes de operación año 2022

Estadística	Valor
Total [h]	6.646
Promedio [h]	554
Desv. Std, $\sigma$ [h]	81
Mínimo [h]	336
Máximo [h]	631
Coef. Var., CV	15%

\*Fuente: Datos recopilados desde planillas MVC

Como se observa las horas de operación no son muy variables (15% CV) estando estas entre 336 y 631 horas mensuales. **El promedio mensual de 554 horas corresponde a 18,5 horas diarias si consideramos 30 días-mes trabajados como promedio.** Con este dato se obtienen los flujos de solidos que representan la velocidad de carga y producción operados en el secador rotatorio de la MVC.

#### ❖ **Producción horaria**

Luego de la revisión de los datos recopilados en planillas excel de la MVC se obtuvieron los resultados siguientes para la producción horaria (Tabla 7):

Tabla 7. Análisis estadístico para el flujo horario de producción [ton/h] en año 2022

Estadística	Valor
Promedio [ton/h]	17,1
Desv. Std., $\sigma$ [ton/h]	6,4
Mínimo [ton/h]	3,4
Máximo [ton/h]	26,9
Coef. Var., CV [%]	37%
Moda [ton/h]	22,2

\*Fuente: Excel análisis estadísticos MVC

\*\* Obs: mínimo y máximo ajustados según límites de confiabilidad promedio +/- ( $\sigma$ )

El CV en esta tabla indica que la operación del secador es medianamente variable y **se trabaja con un promedio de 17,1 ton/h de material solido tratado y en un rango que varía entre 3,4 a 26,9 ton/hr y una moda de 22.2 ton/h según el análisis estadístico**, sin embargo, el promedio y la moda encontrados ocurren con frecuencias similares. De acuerdo a lo anterior, los balances de masa y energía se realizaron para más de una alternativa de flujo de carga para que sean más representativos. Por otra parte, es importante hacer notar que **en el 60% de las operaciones se trabaja a velocidades de carga por sobre la carga nominal 18.000 kgs/h del secador.**

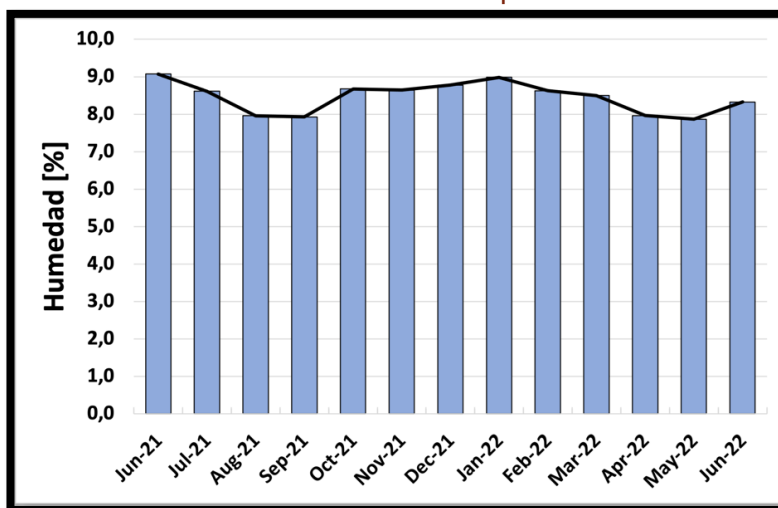
❖ **Humedades del concentrado**

Previo al secado se utilizan dos filtros para el concentrado de cobre húmedo, un filtro cerámico y uno de tela. Las humedades promedio a la salida de cada filtro son de 13% y 17% respectivamente. A grandes rasgos, se estableció que **la humedad de entrada del sólido a secar varía en el rango de 13 – 17% base seca**, tienen un promedio de 14% y una variación de un 15% respecto de la media. Para el producto del secado, las humedades son determinadas en análisis de laboratorio a partir de muestras sacadas manualmente desde la cinta de descarga del secador, y se muestran en la tabla 8 y gráfico de la ilustración 8.

Tabla 8. Humedades promedio del producto seco

Mes	Humedad [%]
Jun-21	9,1
Jul-21	8,6
Aug-21	8,0
Sep-21	7,9
Oct-21	8,7
Nov-21	8,6
Dec-21	8,8
Jan-22	9,0
Feb-22	8,6
Mar-22	8,5
Apr-22	8,0
May-22	7,9
Jun-22	8,3

Ilustración 7. Humedad en producto seco



\*Fuente: Datos y su Validación - balance proceso filtrado y secado

Desde la tabla y Grafico anteriores se concluye que **la humedad del producto final varía poco, encontrándose valores entre 7,9 a 9% base sólido seco** con un CV de 4,9%. Por tanto, en los balances de energía representativos del secado actual, esta variable se puede mantener fija para revisar el efecto de otras variables que han afectado a la operación de secado.

Tabla 9. Análisis estadístico de la humedad promedio mensual del producto seco

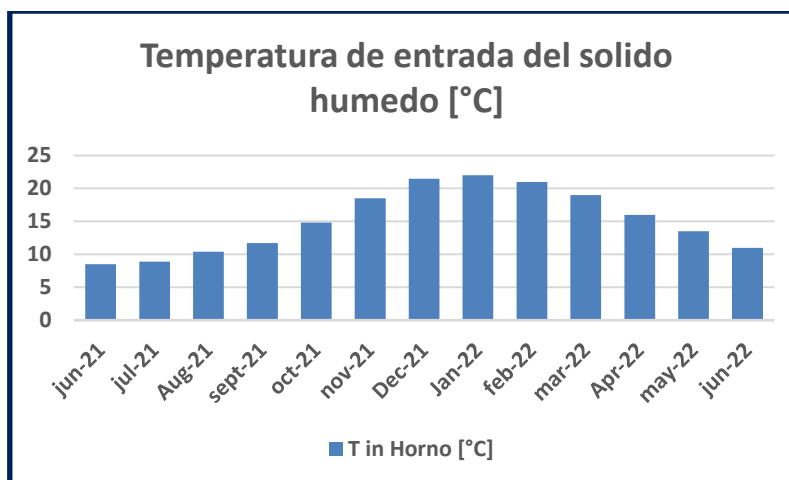
Estadística	Valor
Promedio [%]	8,457
Desv. Std., $\sigma$ [%]	0,412
Mínimo [%]	7,866
Máximo [%]	9,071
Coef. Var., CV [%]	4,9%

\*Fuente: Datos y su Validación - balance proceso filtrado y secado MVC



❖ **Temperaturas de sólido tratado.**

Respecto a la temperatura de entrada del sólido estas se aprecian en el gráfico de la ilustración siguiente:



**Ilustración 8. Temperaturas del concentrado de cobre en el secador**

\*Fuente: "Datos y su Validación - balance proceso filtrado y secado" MVC

Las temperaturas de entrada son más altas en periodos de verano y menores en invierno con acuerdo con el proceso previo al secado que se encuentra expuesto al clima ambiente, con un promedio de 15,1°C y rangos que se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 10. Análisis temperatura de entrada y salida del sólido

Estadística	T in Horno [°C]	T out Horno [°C]
Promedio [°C]	15,1	116,7
Desv. Std., $\sigma$ [°C]	0,412	14,2
Mínimo [°C]	8,5	62,3
Máximo [°C]	25,0	138,0
Coef. Var., CV [%]	32%	12%

\*Fuente: planilla "Datos y su Validación - balance proceso filtrado y secado" MVC

\*Esta T out mínima de salida es un promedio de la medida durante la visita a planta más 7°C estimados desde el punto de medición a la boca de descarga del secador.

\* La Tin máx. de entrada del sólido es un valor medido durante la visita a planta.

❖ **Aire de secado, temperaturas de entrada registradas (TE01):**

Se realizó un análisis de la temperatura TE01 de entrada al secador rotatorio desde valores registrados en el SCADA cada 1 hora, desde el 1 de junio del 2021 al 31 de diciembre del 2022 cuyos valores se muestran en la tabla y gráfico histograma a continuación:

Tabla 11. Análisis estadístico para temperatura del aire de secado.

Estadística	Valor
Promedio [°C]	487,3
Desv. Std., $\sigma$ [°C]	131,7
Mínimo [°C]	250,0
Máximo [°C]	799,9
Coef. Var., CV [%]	27%
Moda [°C]	484,6

\*Fuente: recopilación en MVC, Excel análisis estadísticos A.2 (anexo A)

La temperatura promedio del aire de secado encontrada es de **487,3°C** mientras que los máximos y mínimos de la muestra son muy extremos, producto probablemente de la inercia térmica que existe en la cámara de combustión donde se está instalado el sensor térmico lo que fue constatado durante la visita a terreno. Se elaboró un histograma de análisis para determinar el peso que tienen las temperaturas en la muestra total recopilada de datos:

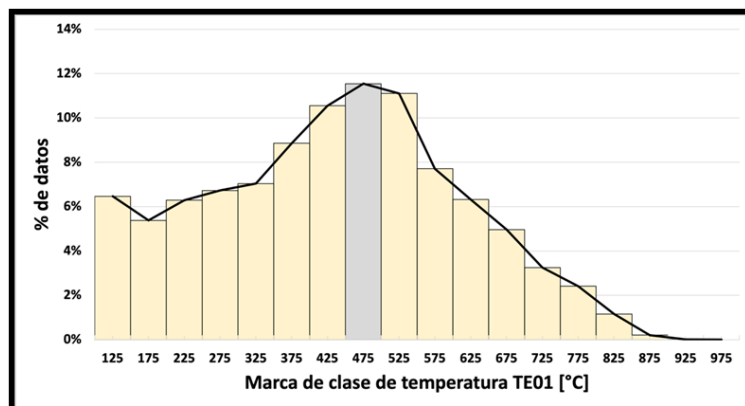


Ilustración 9. Histograma de la temperatura del aire de entrada al secador

\*La barra gris corresponde a donde se encuentra la moda y promedio

\*\*TE01: Corresponde a la temperatura de entrada del aire de secado en el sistema scada

Las temperaturas más frías (menores a 250°C) aparecen en menos del 18% de los datos y las más altas (mayores a 650°C) el 11%. Al eliminar los datos dudosos atípicos o extremos, la moda y el promedio quedan en el mismo rango con marca de clase 475°C por lo tanto tienen la misma frecuencia, parecida además a los rangos cercanos. Se considera entonces como rangos de trabajo en el secador las temperaturas indicadas en la tabla a continuación:

Tabla 12. Temperaturas del aire de entrada al secador

Rango	Temperatura
Max: Promedio + $\sigma$ [°C]	619,0
Promedio [°C]	487,3
Min: Promedio - $\sigma$ [°C]	355,5

\*Fuente: Excel análisis estadísticos A.2

❖ **Aire de secado, temperaturas de salida registradas (TE02):**

El mismo análisis anterior se utilizó para revisar las temperaturas de salida del aire de secado medidas a la salida de la descarga del secador y que son registradas en el SCADA como la variable TE02. Estas temperaturas fueron analizadas encontrándose los siguientes valores estadísticos, tratados y ajustados a un rango confiable, como se muestran a continuación:

Tabla 13. Temperatura del aire de salida del secador

Rango	Temperatura
Máx, Promedio + $\sigma$ [°C]	148,1
Promedio [°C]	116,3
Min, Promedio - $\sigma$ [°C]	84,6

\*Fuente: Excel análisis estadísticos MVC.

Desde los datos recopilados entonces se obtienen **temperaturas de salida del aire entre 85°C y 148 °C con un promedio de 116,3 °C. La desviación standard fue de 31,7°C y el Coeficiente de variación de 27%**

❖ **Aire de secado, caudal y flujo masico utilizado**

Respecto al **flujo de aire** de secado, confirmado por los profesionales y operador del equipo secador rotatorio, se consideró la utilización de caudal de aire fijo para todos los ciclos de secado. Esto para evitar problemas de formación de costras de material a la salida de la cámara de combustión que ocurre al variar a caudal distinto al actual. El flujo se determinó en base a 3 mediciones isocinéticas que informan el caudal normal de aire utilizado durante el secado. Los resultados se muestran en tablas a continuación:

Tabla 14. Caudal normal y flujo másico de aire en el proceso de secado de cobre

Fecha	Aire de secado (as) total utilizado	
	[m <sup>3</sup> N/h]	[kg as/h]
09-02-22	9.565	9.703
09-02-22	9.553	9.691
09-02-22	9.554	9.692
15-02-22	8.957	7.824
15-02-22	8.997	8.003
15-02-22	9.087	8.083
09-03-22	9.526	9.596
09-03-22	9.526	9.596
09-03-22	9.648	9.719

\*Fuente: Caudales obtenidos en mediciones isocinéticas MVC.

\*\* Este aire contiene los gases de combustión más el aire fresco ambiente utilizado para el secado.

El análisis estadístico corresponde a la tabla N° 15, siguiente:

Tabla 15. Análisis estadístico en las mediciones isocinéticas

Estadística	Aire de secado medido	
	[m³N/h]	[kg as/h]
Promedio	9.379	9.101
$\sigma$	278	852
Mínimo	8.957	7.824
Máximo	9.648	9.719
CV [%]	3,0%	9,4%

Como se observa el caudal de aire utilizado en las tres ocasiones es prácticamente el mismo con un CV de 3% indicando que **el caudal de aire de secado para el secador rotatorio se puede considerar fijo y/o constante del orden de 9.379 Nm³/h, equivalente a 9.101 kgs/h.**

❖ **Flujo de combustible utilizado**

Los consumos de combustible (diésel) registrado en SCADA, se compararon con los datos del inventario informados al sistema de gestión SGE de la minera, se encontró un factor que permite ajustar los datos registrados con los consumos informados, que por lo demás se asume debieran ser los facturados. Los resultados obtenidos se dan a continuación:

**El factor de ajuste para consumo mensual resulto ser 0,88** que permite entonces corregir el flujo de Diésel registrado en el sistema SCADA. El gráfico de la ilustración muestra que las diferencias son constantes de manera que el factor es válido para todo el año independiente del flujo o caudal volumétrico de diésel registrado.

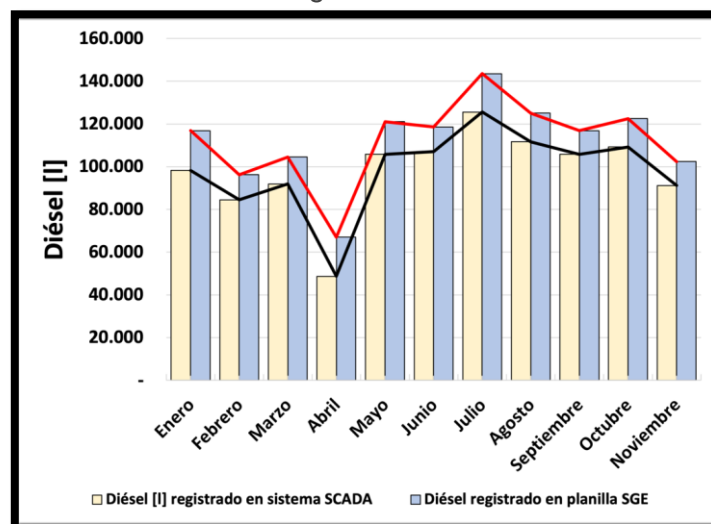


Ilustración 10. Diésel según sistema SCADA y planilla SGE

La estadística de los datos es la siguiente:

Tabla 16. Análisis estadístico para flujo de Diésel registrado por sistema SCADA

Estadística	Valor
Promedio [l/min]	3,03
Desv. Std., $\sigma$ [l/min]	0,61
Mínimo [l/min]	1,24
Máximo [l/min]	4,41
Coef. Var., CV [%]	20%
Moda [l/min]	3,22

\*Fuente: Excel análisis estadísticos MVC.

Por tanto, el rango más confiable de consumos obtenidos, considerando +/- una (1) desviación estándar, nos **da para el consumo promedio de diésel de 3,03 l/min un rango de variación más confiable entre 2,41 a 3,65 l/min** para el secado de concentrado de cobre.

### 3 Balances de energía – calor residual y oportunidad.

Utilizando valores conocidos de las variables de secado dentro de los rangos de operación de la Minera, ya analizados en los apartados anteriores, se realizaron diversas corridas de cálculo para validar y determinar los balances de energía más representativos del proceso junto con el calor residual existente que permiten estudiar los potenciales de recuperación de esa energía y los escenarios a evaluar.

Consideraciones:

- Se tomaron las operaciones realizadas de los días 09/Feb, del 15/Feb y del 9/Marzo del año 2022 en los que se hicieron las mediciones isocinéticas, para determinar el caudal de aire que la MVC utiliza en todos sus procesos de secado rotatorio.
- Dado que no se conoce la curva de secado del material, se utilizaron correlaciones de calores transferidos válidas para secadores rotatorios, dependiendo del largo y diámetro del secador.
- Se utilizaron las humedades de entrada y salida del concentrado en base seca recopilados y analizados en apartado 2.3 anterior. Solo la humedad de entrada es más variable que la de salida. Se recomienda llevar registros de promedios por ciclo de secado a lo menos para ambas humedades para estudiar el efecto que esta tiene en los rendimientos energéticos del secado.
- En todas las corridas de balance realizadas se utilizaron los valores de las variables dentro de los rangos revisados en el apartado anterior 2.3, mientras que las cargas de material son los informados en los análisis isocinéticos y comparadas versus los datos registrados por el SCADA.

### 3.1 Balance en línea base y calor residual.

Se realizaron diversas corridas de balances de energía para las operaciones más representativos del secado y para las realizados durante los días en que se hicieron las mediciones isocinéticas de las emisiones.

El Diagrama de flujo de proceso para el secador rotatorio se encuentra en la Ilustración 3 anterior y para el Balance de energía el diagrama y resultados se muestran a continuación:

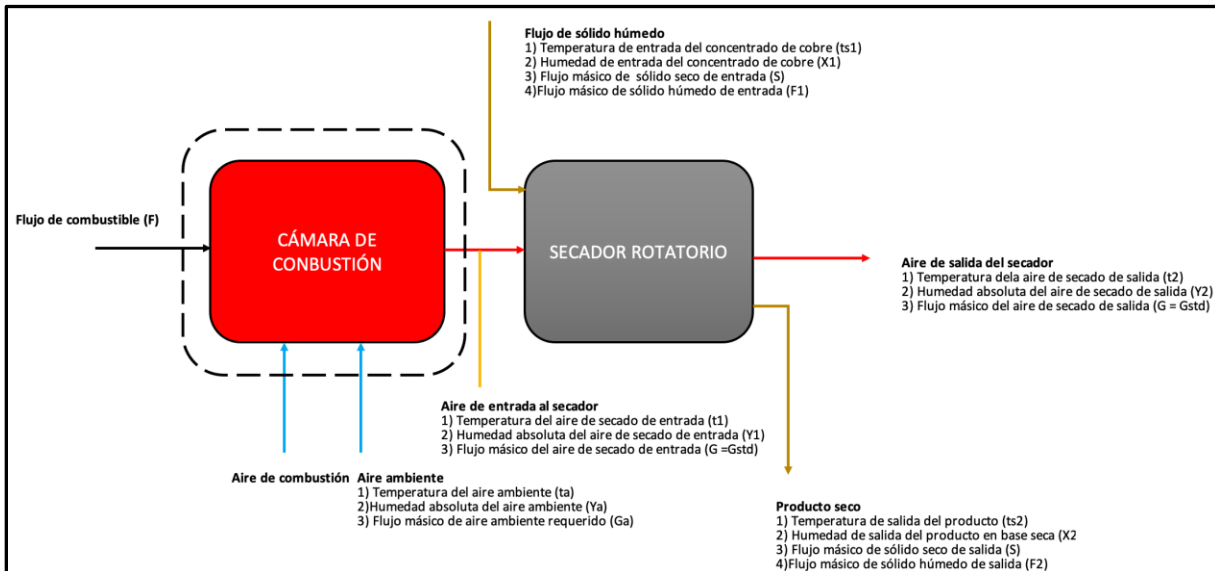


Ilustración 11. Diagrama Balance de energía secador rotatorio actual

$$\begin{aligned} \text{Balance de masa global de gases} & : G_a = G_{std} - GRS \cdot F \\ \text{Balance de Agua a la cámara} & : G_a Y_a + F R_x^{H_2O} = G Y_1 \\ \text{Balance de energía a la cámara de combustión} & : G_a h_a + F \cdot PCS = G h_1 \end{aligned}$$

De estos tres balances se obtiene el flujo requerido de diésel:

Donde:

- F : Flujo másico de diésel combustible (kg/h)
- G : Flujo masico de aire de secado (kg/h)
- Ga : Flujo masico de aire fresco ambiente (kg/h)
- Gstd : Flujo de aire en la salida de la chimenea del lavador de gases.
- Ya : Humedad absoluta del aire fresco ambiente (kg agua vapor/kg aire seco)
- t1 : Temperatura del aire de secado (°C)
- ha : Entalpía de aire fresco húmedo (kcal/ kg aire seco).
- $R_x^{H_2O}$  : kilos de agua generados por kilo de Diésel (Parámetro de combustión).
- GRS : kilos de gases secos generados por kilo de Diésel (Parámetro de combustión).

$PCS$  : corresponde al poder calorífico superior del Diésel, dado que hay intercambio de calor directo con el aire de secado.

$C_{pair}$  : calor específico del aire puro.

$C_{pv}$  : calor específico del agua estado vapor.

Los resultados obtenidos para las diversas cargas de material a secar consideran un mismo flujo de aire tal como es la operación actual de la MVC. Los resultados se muestran en la tabla a continuación:

Tabla 17. Balance de energía y calor residual en secador rotatorio MVC

Operación							
Descripción	Carga [kg/h]	Recirculación [%]	Caudal normal de aire ambiente [m <sup>3</sup> N/h]	Temperatura entrada secador [°C]	Agua evaporada [kg agua/h]	Calor requerido por el sólido a secar [Mcal/h]	Calor generado por diésel [Mcal/h]
Promedio - sigma	11.381	0%	6.398	315,0	643	515	717
Promedio	18.154	0%	6.019	470,0	1.026	829	1.094
Moda	23.504	0%	6.152	570,0	1.328	1.083	1.428
Promedio + sigma	24.926	0%	5.573	650,0	1.409	1.160	1.538
Máximo	28.565	0%	5.323	750,0	1.615	1.344	1.787

Resultados						
Descripción	Calor ingresado por aire de secado [Mcal/h]	Calor residual [Mcal/h]	Temperatura del aire residual [°C]	Eficiencia energética del secador	Eficiencia energética térmica de planta de secado	Índice de consumo energético (carga) [kcal/kg]
Promedio - sigma	782	667	81,6	66%	72%	63,0
Promedio	1.155	972	97,3	72%	76%	60,3
Moda	1.491	1.254	114,8	73%	76%	60,8
Promedio + sigma	1.595	1.343	132,3	73%	75%	61,7
Máximo	1.842	1.553	152,6	73%	75%	62,6

Se puede concluir, para el rango de carga actual y operación del secador rotatorio, lo siguiente:

- Se dispone de un calor residual que va entre **667 Mcal/hr a 1.553 Mcal/hr a temperaturas entre 81,6°C y 152°C en el aire de salida del secador**, que actualmente es liberado a la atmósfera y no se está aprovechando.
- En el rango de operaciones con cargas entre el promedio y la moda, se encuentran los menores índices de consumo energético, es decir cargas alrededor de la producción nominal del secador (18 Ton/hr). **Los índices de consumo energético están entre 60,3 a 63,0 kcal/kg carga a tratar y la eficiencia energética de la planta entre 72% y 76%.**
- A cargas diferentes a la nominal del secador el índice de consumo energético tiene una tendencia a subir, por lo tanto, no se recomienda trabajar a cargas tan diferentes a las del diseño del secador. No obstante, con un estudio experimental más acabado del secador, se pueden determinar con mayor exactitud los índices de consumo energético óptimos y como varían estos según la carga a procesar.

- Para efectos de estudiar la recuperación de calor a partir de calor residual ya encontrado, este informe contemplara tres escenarios de utilización de este aire proveniente del secado:
  - Recirculación de los gases residuales de salida del secador
  - Recuperación de calor desde los gases residuales y precalentamiento del aire de ambiente o de combustión, dado que en la cámara de combustión existen dos ventiladores uno para cada objetivo.
  - Recuperación de calor para precalentamiento de la carga.

### 3.2 Escenario 1 - Balance con recirculación de aire

Se realizaron también diversas corridas de balances de energía para las operaciones más representativos del secado, en este caso recirculando los gases de salida del secador, de acuerdo a las situaciones siguientes:

- Se consideraron cargas de material concentrado a secar representativos dentro del rango estadístico de trabajo revisados.
- Al recuperar aire caliente que sale del secador, se determinaron los porcentajes de recirculación de este aire para mezclarlo con aire fresco y los gases de la cámara de combustión. Existe una máxima capacidad de recirculación de los gases, limitada por la capacidad de secado del equipo rotatorio, que depende de su diseño y en este estudio fue monitoreada mediante la utilización de las correlaciones de calor según el método Ocon y Tojo.
- También en la iteración de los casos se comienza con las cargas promedio, moda, promedio menos sigma, promedio más sigma y carga máxima utilizadas en MVC, y en cada caso se encontró mejoras en los rendimientos e índices de consumo energético, para un determinado porcentaje de recirculación. Sin embargo, para cada una de las cargas estudiadas, se encontró que estas deben ser reducidas mientras más recirculación se utilice, hasta un límite en el cual el secador ya no es capaz de secar. Esto porque el aire se enfría al punto de llegar a la temperatura de bulbo húmedo en el cual ya no hay secado por lo que el equipo entregará producto húmedo sin secar.

El diagrama balance energético, sus ecuaciones de cálculo y sus resultados se muestran a continuación:



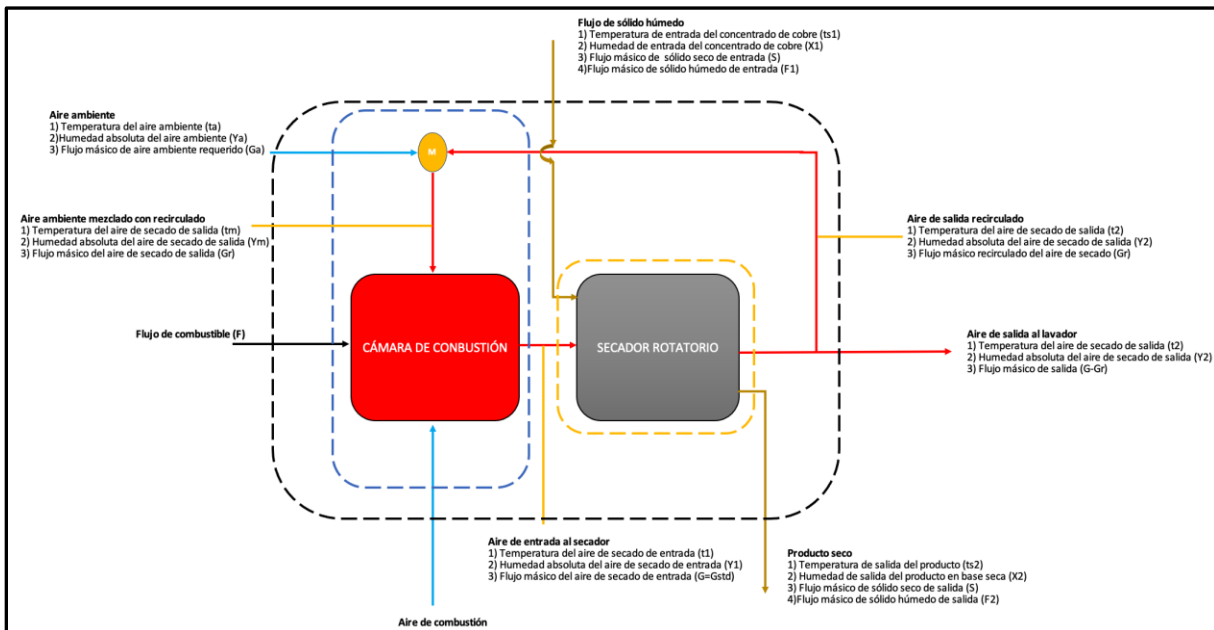


Ilustración 12. Diagrama balance de energía al secador con recirculación.

Ecuaciones utilizadas:

Relación de flujos másicos en sistema con recirculación R:

1) Relación 1:  $G = \frac{G_{std}}{1-R}$

2) Relación 2:  $G_r = G \cdot R$

Gstd es igual a G cuando no hay recirculación.

3) Balance de agua global:

$$Y_2 = Y_a + \frac{F}{G_{std}} \cdot (R_x^{H_2O} - GRS \cdot Y_a) + \frac{W}{G_{std}}$$

4) Balance de agua al punto de mezcla y cámara de combustión:

$$Y_1 = Y_a + \frac{F}{G_{std}} \cdot (R_x^{H_2O} - GRS \cdot Y_a) + \frac{R \cdot W}{G_{std}}$$

5) Balance de energía al secador considerando las pérdidas de calor:

$$h_2 = (1 - \%) \cdot h_1 + \frac{S}{G_{std}} \cdot (H_2 - H_1) \cdot (1 - R)$$

Las definiciones de las variables se encuentran en el diagrama del balance de energía anterior. A partir de las relaciones y ecuaciones anteriores se le debe sumar un balance de energía al punto de mezcla y cámara de combustión para obtener la ecuación que modela el flujo de diésel:

Con las ecuaciones anteriores se obtiene la siguiente tabla de resultados:

Tabla 18. Balance de energía secador rotatorio con recirculación.

Operación							
Descripción	Carga [kg/h]	Recirculación [%]	Caudal normal de aire ambiente [m <sup>3</sup> N/h]	Temperatura entrada secador [°C]	Agua evaporada [kg agua/h]	Calor requerido por el sólido a secar [Mcal/h]	Calor generado por diésel [Mcal/h]
Promedio - sigma	7.967	20%	3.493	315,0	450	362	491
Promedio - sigma	7.967	30%	7.777	315,0	450	363	485
Promedio	12.708	30%	2.296	470,0	718	575	690
Promedio	12.708	40%	1.857	470,0	718	580	702
Promedio	12.708	50%	1.417	470,0	718	587	715
Moda	16.453	40%	1.793	570,0	930	763	934
Moda	16.453	50%	1.317	570,0	930	775	955
Promedio + sigma	17.448	40%	1.542	650,0	986	821	1.016
Máximo	19.995	30%	1.819	750,0	1.130	942	1.165

Resultados							
Descripción	Calor ingresado por aire de secado [Mcal/h]	Calor residual [Mcal/h]	Temperatura del aire residual [°C]	Eficiencia energética del secador	Eficiencia energética térmica de planta de secado	Índice de consumo energético (carga) [kcal/kg]	Ahorro energético [%]
Promedio - sigma	638	445	88,1	57%	74%	61,6	2,2%
Promedio - sigma	702	434	92,5	52%	75%	60,9	3,3%
Promedio	965	584	81,2	60%	83%	54,3	9,8%
Promedio	1.115	590	97,4	52%	83%	55,3	8,3%
Promedio	1.327	597	117,8	44%	82%	56,3	6,6%
Moda	1.474	782	126,1	52%	82%	56,7	6,6%
Moda	1.764	795	153,9	44%	81%	58,0	4,5%
Promedio + sigma	1.600	851	153,5	51%	81%	58,2	5,6%
Máximo	1.604	979	154,4	59%	81%	58,3	6,8%

- Los valores de las cargas consideradas en esta tabla resultaron de las cargas iniciales (promedio, moda, promedio más sigma, etc.) que, en el análisis de simulación termodinámico, terminan en un valor reducido (una carga menor) para que el secador tenga la capacidad de secar el material. Esto ocurre cuando el aire de secado utilizado proviene de una mezcla de aire fresco con una fracción del aire húmedo ya utilizado y recirculado.
- En esta simulación se encontró que **el rango de recirculación con que el secador rotatorio puede operar se encuentra entre un 20% hasta un 50% máximo y los ahorros llegan prácticamente a un 10% a cargas promedio similares a la capacidad nominal del secador.**
- Al operar con recirculación el calor residual de aire de salida liberado a la atmosfera, éste es menor que en el caso de secado actual, y varía entre 434 a 979 Mcal/hr.
- Al recircular aire de secado, también disminuye el aire fresco necesario para ingresar al secador de manera que este equipo trabajará más holgado, consumiendo menos energía eléctrica.
- En la simulación realizada la eficiencia energética disminuye al recircular el aire de secado porque el aire de secado está más húmedo, tiene menor capacidad de absorber humedad, pero está transfiriendo un calor similar al caso base sin

recirculación. No obstante, la eficiencia energética de la planta total aumenta ya que los índices de consumo energético de combustible disminuyen.

- Entonces para producir la misma cantidad total de producto se deberá trabajar más horas de producción a un ritmo más lento, pero más eficiente, que significa un ahorro en combustible por kilo de producto.

### 3.3 Escenario 2 - Balance con recuperación de calor y precalentamiento de aire.

En este escenario se analizó la alternativa de solo recuperar el calor de los gases de salida del horno rotatorio, para así operar el secador con aire ambiente solamente, pero precalentándolo antes de entrar a la cámara de combustión.

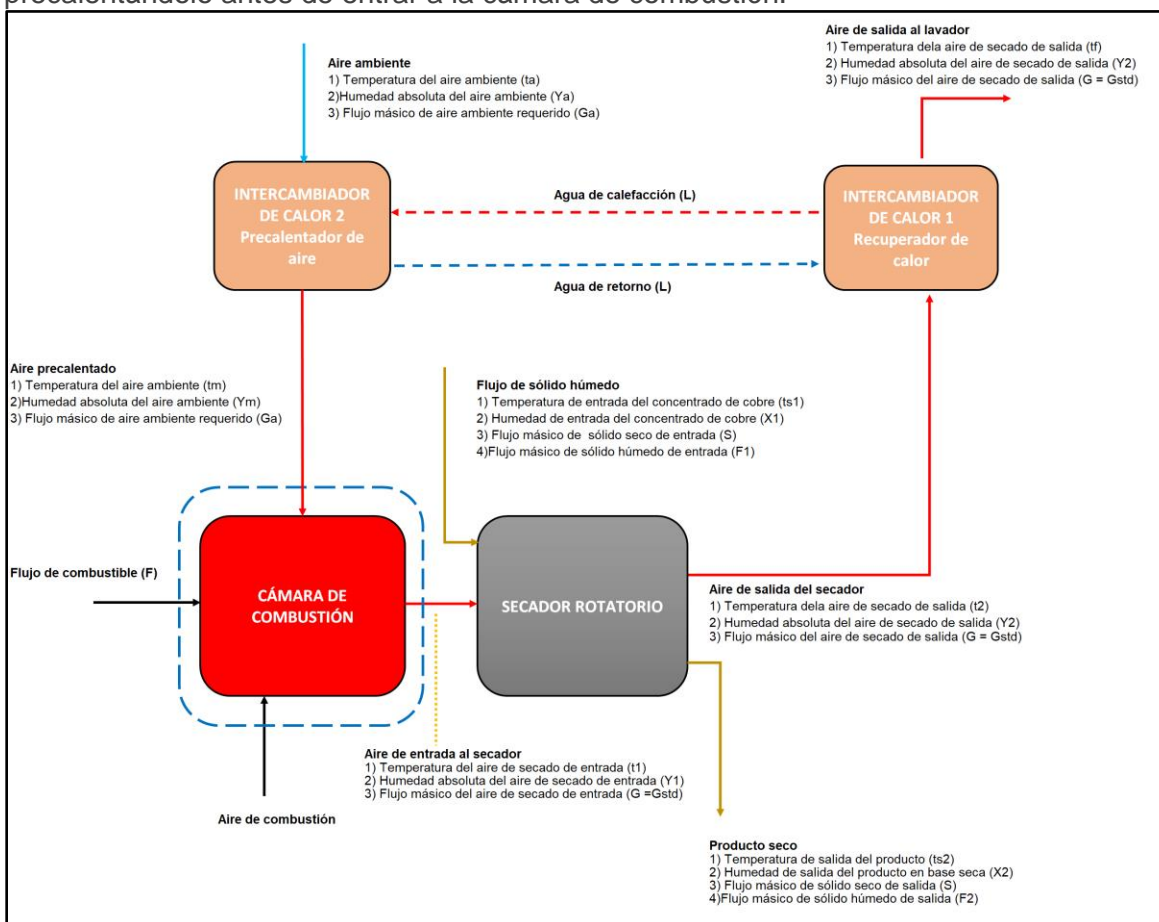


Ilustración 13. Balance energía - Recuperación de calor y precalentamiento aire.

#### Ecuaciones utilizadas:

El balance es un símil al sistema de sin recirculación, sin embargo, se deben considerar las siguientes ecuaciones:

- 1) Calor recuperado en el intercambiador de calor 1:

$$Q_{recup} = m \cdot C_p \cdot \Delta T$$

- 2) Calor absorbido por aire ambiente en el intercambiador de calor 2:

$$Q_{abs} = G_a \cdot (C_{p_{air}} + C_{p_v} \cdot Y_a) \cdot \Delta T$$

Introduciendo los balances de energía de los dos intercambiadores de calor al balance de masa y energía de la cámara de combustión, se obtiene la siguiente expresión que modela el flujo de Diésel:

$$F = \frac{G \cdot [(C_{p(air)} + C_{pv} \cdot Y_a) \cdot T_1 + 597,2 \cdot Y_a - h_a] - Q_{abs}}{PCS - GRS \cdot h_a - (R_x^{H_2O} - GRS \cdot Y_a)(C_{pv} \cdot T_1 + 597,2)}$$

Luego, considerando el balance de masa global de gases se obtiene el flujo másico de aire para el proceso. Con estas ecuaciones se realizaron los cálculos simulando la operación con diversas corridas de los balances de energía para las cargas más representativos del secado, recuperando el calor de los gases de salida del secador para precalentar el aire de ingreso a la cámara de combustión. Se obtuvieron los resultados mostrados en la tabla siguiente:

Tabla 19. Recuperación de calor y precalentamiento de aire en secador MVC.

Operación							
Descripcion	Carga (kg sol/h)	Flujo aire ambiente (kgs/h)	Temp. entrada Secador (°C)	Calor generado por Diesel (Mcal/h)	Agua Evaporada (kgs/h)	Temp. Salida Secador (°C)	Calor en Gases de Salida (Mcal/h)
Promedio - sigma	11.381	8.275	315	643	643	81	662
Promedio	18.154	7.786	470	1.024	1.026	97	968
Moda	23.504	7.959	570	1.356	1.328	114	1.249
Promedio + sigma	24.926	7.210	650	1.472	1.409	132	1.338
Máximo	28.565	6.886	750	1.725	1.615	152	1.549

Resultados con Precalentamiento aire							
Descripcion	Temperatura aire precalentado (°C)	Calor recuperado (kcal/h)	Calor requerido por solido (kcal/kg)	Eficiencia Energética Planta Secado	Indice energetico inicial (kcal/kg)	Indice energetico final (kcal/kg)	Ahorro energetico
Promedio - sigma	45,6	62.999	515	80,1%	63,0	56,5	10,3%
Promedio	47,5	62.999	829	80,9%	60,3	56,4	6,4%
Moda	48,8	62.999	1.083	79,9%	60,8	57,7	5,0%
Promedio + sigma	50,2	62.999	1.160	78,8%	61,7	59,1	4,2%
Máximo	51,8	62.999	1.344	77,9%	62,6	60,4	3,5%

- Como resultados en este escenario, se pueden lograr ahorros hasta un 10% aproximadamente en el IDE precalentando el aire a 45°C a cargas bajas y un 6,4% a cargas promedio.
- Se requiere la instalación de dos intercambiadores de calor uno para recuperar calor y otro para precalentar el aire de ingreso a la cámara de combustión cuyo caudal actual es de 6.432 m<sup>3</sup>N/hr. Medido e informado según las mediciones isocinéticas.
- Si bien el ahorro en porcentaje no es muy alto, en términos absolutos puede ser interesante dependiendo del precio del combustible y la gran cantidad de horas al año que implica un consumo importante de combustible. El costo de implementación de estas soluciones no es alto y probablemente el período de pago sea relativamente corto.

Nota: Se consideraron cargas de material concentrado a secar representativos dentro del rango estadístico de trabajo revisados.

### 3.4 Escenario 3 - Recuperación de calor y precalentamiento de sólidos.

Este escenario se revisa principalmente para verificar ahorros significativos pudiendo ser una alternativa más para uso del calor residual. En la tabla a continuación se puede ver el efecto de la temperatura de entrada del sólido en el secador rotatorio actual de la MVC.

Tabla 20. Influencia de la temperatura del sólido en la demanda térmica.

Alternativa	ts1 [°C]	t1 [°C]	F [l/min]	Calor requerido [Mcal/h]	índice energético [%]	Ahorro [%]
1	22,5	731,0	2,83	1.548	59,3	0,0%
2	24	726,1	2,81	1.538	58,9	0,7%
3	27	716,4	2,77	1.516	58,1	2,1%
4	30	706,6	2,73	1.494	57,3	3,5%
5	33	696,8	2,69	1.472	56,4	4,9%
6	36	687,0	2,65	1.451	55,6	6,3%
7	39	677,2	2,61	1.429	54,8	7,7%
8	42	667,4	2,57	1.407	53,9	9,1%
9	45	657,6	2,53	1.385	53,1	10,5%
10	48	647,8	2,49	1.363	52,3	11,9%
11	51	638,0	2,45	1.342	51,4	13,3%

Aquí se puede observar que al aumentar la temperatura **ts1** del sólido húmedo que ingresa al secador, hay mejoras en el índice energético, obteniéndose ahorros sobre el 10% inclusive.

En esta simulación, en la alternativa 1 (caso referencial) se utilizaron valores representativos de la operación del secador, tal como los informados para una de las mediciones isocinéticas:

CONDICIONES INFORMADAS	
Carga húmeda, F1 [kg s/h]	26.095
Humedad inicial, X1 [%]	14,8%
Humedad final, X2 [%]	8,6%
Aire de secado [kg as/h]	8.083
Caudal Medido (Nm3/h)	8.271
Temp. aire de secado, t1 [°C]	731

Ahora bien, para lograr estos ahorros se propone utilizar el calor residual del aire de salida del secador para precalentar la carga húmeda al equipo. Se hace pasar una porción del aire horizontalmente y en flujo paralelo sobre la carga, en el tramo que este material es transportado hacia el secador. Para estimar la capacidad de transferencia del calor que tiene el aire residual y la temperatura de precalentamiento del sólido en este escenario, se utilizó la

correlación para transferencia por convección en flujo horizontal sobre el sólido húmedo publicada por los autores Ocon y Tojo (“Problemas de Ingeniería Química”, págs. 263 y 286, Tomo II, Editorial Aguilar, edición 1970, Anexo F).

Se realizó la simulación considerando que el precalentamiento es realizado en un tramo por donde pasa la cinta de transporte con la carga húmeda. Esta cinta con el material pasa por una especie de cámara o túnel de precalentamiento. Se considera inicialmente unos 20 mts. de largo y una sección transversal de 0,12 m<sup>2</sup> de túnel y se evalúa el uso de aire caliente residual, en las condiciones de operación informadas del análisis isocinético, casos 3, 6 y 9 (desde datos informe MVC) que se encontraban a distintas temperaturas.

El calor que puede ser transferido por el aire en cada uno de estos casos y la temperatura final de los sólidos precalentados, dependen principalmente de la temperatura y los kg/h por metro cuadrado de sección transversal de la cámara o túnel de precalentamiento. Para la sección transversal de 0,12 m<sup>2</sup> y una velocidad del aire de 10 m/s se debe utilizar un caudal de 4.320 m<sup>3</sup> reales de aire. Los resultados de esta simulación son los siguientes:

Tabla 21. Temperatura de salida sólido precalentado.

N° Medición isocinética	Temp. Aire residual t1 [°C]	Temp. Aire salida túnel t2 [°C]	Q entregado [kcal/h]	Temp. Final sólido ts2 [°C]
3	106,7	84,8	59.125	<b>33,8</b>
6	141,4	103,6	98.867	<b>37,3</b>
9	120,9	84,9	99.235	<b>50,2</b>

Teniendo ya las temperaturas de sólido que pueden ser alcanzadas, al realizar el balance de energía al secador, se obtienen los nuevos índices de consumo energético y el ahorro potencial mostrados a continuación:

Tabla 22. Ahorros potenciales al precalentar los sólidos en secador MVC.

N° medición isocinética (largo túnel)	Carga [kg/h]	Temperatura de sólido precalentado [°C]	Flujo de aire secado [kg.as/h]	Temp. aire secado [°C]	Flujo Diésel según Balance (kgs/h)	Índice de consumo energético (carga) [kcal/kg]	Ahorro energía [%]
9 (Caso base)	14.253	22,5	9.719	368,7	82,7	62,94	0,00%
9 con precalentamiento [20 m]	14.253	<b>50,2</b>	9.719	327,5	72,7	55,38	<b>12,01%</b>
3 (Caso base)	18.898	22,5	9.692	589,7	134,9	77,45	0,00%
3 con precalentamiento [20 m]	18.898	<b>33,8</b>	9.692	565,3	129,0	74,06	<b>4,38%</b>
3 con precalentamiento [30 m]	18.898	37,0	9.692	558,4	127,3	73,10	5,62%
3 con precalentamiento [40 m]	18.898	39,2	9.692	553,5	126,1	72,42	6,49%
3 con precalentamiento [50 m]	18.898	40,8	9.692	550,2	125,3	71,96	7,08%
6 (Caso base)	26.095	22,5	8.083	731,0	142,7	59,34	0,00%
6 con precalentamiento [20 m]	26.095	<b>37,3</b>	8.083	682,8	132,8	55,23	<b>6,93%</b>
6 con precalentamiento [30 m]	26.095	41,5	8.083	669,0	130,0	54,05	8,91%
6 con precalentamiento [40 m]	26.095	44,5	8.083	659,4	128,0	53,23	<b>10,28%</b>
6 con precalentamiento [50 m]	26.095	46,5	8.083	652,7	126,7	52,67	11,24%

En esta tabla se aprecia que los ahorros que pueden ser obtenidos en el secador de la MVC al precalentar el sólido van entre un **4,38%** y hasta un **12,01%** dependiendo de la carga húmeda a tratar en el secador. Por otra parte, al aumentar el área de transferencia de calor para el precalentamiento (en este análisis se aprecia al aumentar el largo de túnel) también el ahorro aumenta, pero siempre en rangos similares. Todo dependerá de la temperatura del sólido precalentado, en general el ahorro será mayor a mayor temperatura del sólido a secar, sin embargo, esta temperatura del sólido precalentado, dependerá de la humedad del sólido y la temperatura del aire residual del secador utilizado.

#### 4 Cogeneración con hidrógeno.

El objetivo de esta sección es desarrollar el levantamiento de la información de la planta de secado de concentrados y su análisis para evaluar la oportunidad de la autogeneración combinada de energía eléctrica y térmica, Combined Heat and Power (CHP sigla en inglés), a través de un equipo cogeneración que utilice hidrógeno como combustible. De esta manera

se reemplazaría parte del consumo de diésel y de aquella energía de la red pública eléctrica cuyo origen proviene del uso de combustibles fósiles en la matriz nacional. El calor cogenerado sería entregado al proceso con el secador rotatorio y la energía eléctrica para consumo interno de ambas plantas de secado de concentrado de cobre y especialmente del horno de secado eléctrico de molibdeno .

El informe se enfoca en evaluar la prefactibilidad técnica y económica de la instalación del equipo de cogeneración y sus respectivos accesorios y para esto se utilizan los registros de mediciones directas de temperaturas del proceso de secado de la planta, de los consumos de diésel e indirectas del flujo de aire de secado utilizado; registros del consumo eléctrico global y estimaciones del perfil eléctrico local. Con todo esto se determina la demanda de potencia eléctrica (DPE) y la demanda de potencia térmica a nivel de energía útil (DPTEU) de las instalaciones, con lo cual se establece la línea base de la Planta de secado de concentrados de la MVC. Además, se recopilaron y revisaron datos de facturación eléctrica y térmica de los energéticos, estableciendo los precios actuales contra los cuales se realiza la evaluación económica al utilizar el hidrógeno como combustible alternativo.

Finalmente, se realiza una evaluación técnica y económica de la instalación, realizando un Layout de la disposición propuesta para el equipo, apoyado en diagrama P&ID y disposición de equipos y cañerías realizado en este estudio, acompañado de una revisión normativa del uso de hidrógeno para usos industriales.

#### 4.1 Levantamiento en terreno

A continuación, se presenta la información que fue levantada mediante recopilación de registros de MVC y durante visita a las instalaciones.



#### 4.1.1 Sistema térmico y ubicación proyectada.

Durante la visita en terreno al recinto se identificaron el consumo térmico a intervenir, secador rotatorio para concentrado de cobre, la posible ubicación del cogenerador y el sector para ubicación de los tanques de almacenamiento de hidrógeno, lo que se muestra en la ilustración a continuación:



Ilustración 14. Ubicación del punto de consumo y cogenerador

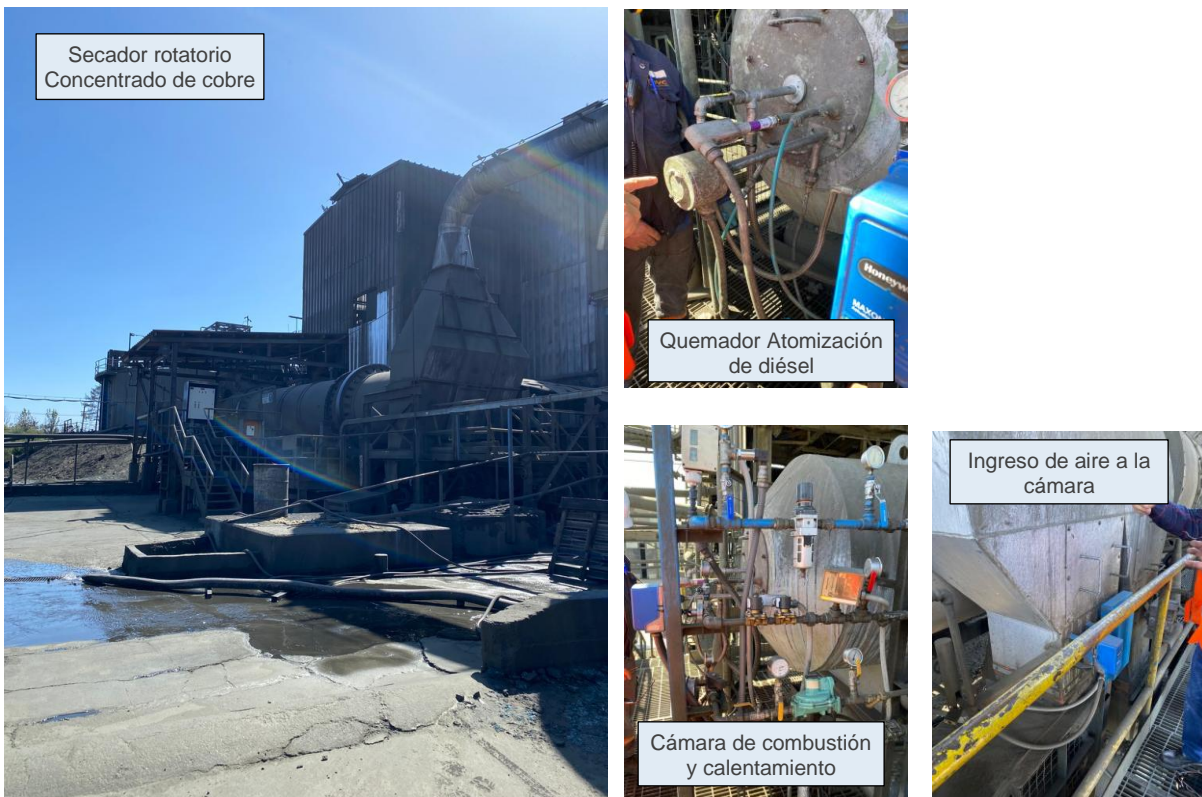
La ubicación del cogenerador que fue consultada con la contraparte MVC, corresponde a un área que actualmente está ocupada por unos containeres. En caso de no poder ser retirados estos el equipo puede quedar aldeaño a estos ya que existe suficiente espacio alrededor. La distancia entre el cogenerador hasta el equipo de secado sería alrededor de 60 mts. En caso de poder instalarlo más cerca del secador los costos de instalación serían menores. También se muestra una ubicación alternativa que sería a un costado del galpón de filtros. Esta ubicación queda más cerca del secador de manera de hacer más fácil la integración térmica del cogenerador a este equipo.

El área para almacenamiento de hidrógeno, tiene acceso por el ingreso a planta que está a un costado de los espesadores, que puede verse al lado izquierdo de la fotografía aérea, pasando a través del estacionamiento exterior. Según la contraparte estos espacios son factibles de ser usados en futuras instalaciones. Para el montaje del equipo de CHP se requiere un espacio disponible de al menos 6,5 [m] x 12 [m], cuyo terreno deberá ser preparado para el anclaje nivelado y seguro del equipo CHP y sus accesorios.

El secador rotatorio que sería abastecido por el calor cogenerado consiste en un cilindro de aproximadamente 13,35 [m] de largo y 1,89 [m] diámetro que está instalado en un área sin techumbre expuesto al aire ambiente. Durante la visita al establecimiento, se apreció que todos los equipos se encontraban en buen estado y funcionando correctamente de manera continua. El equipo que funciona los 365 días del año, en promedio unas 19 horas diarias utiliza unos 9.379 Nm<sup>3</sup> /h de aire ambiente que son calentados a una temperatura promedio de unos 490°C al ser mezclados con los gases de combustión del petróleo diésel. Esta mezcla

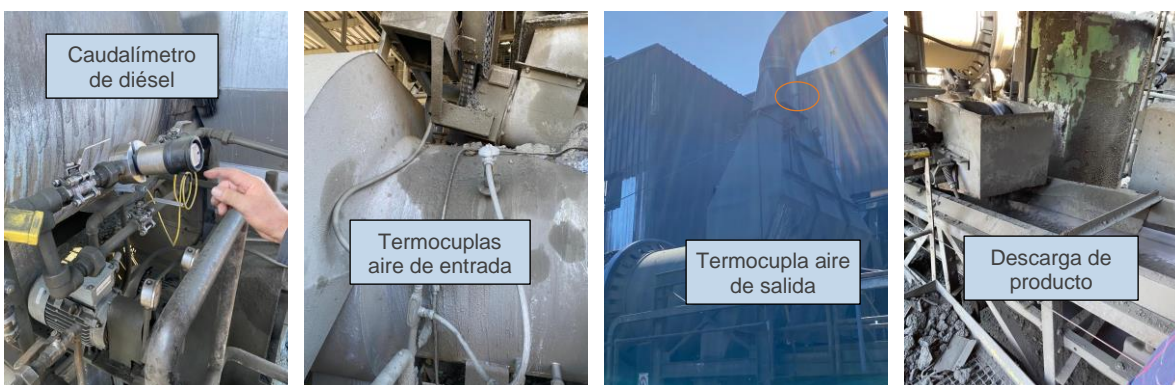
se realiza en una cámara diseñada especialmente para quemar el diésel, que está ubicada previa a la entrada del secador.

El petróleo es combustionado en un quemador del tipo atomización que opera con aire comprimido y es alimentado mediante una bomba de combustible, mientras que el aire de combustión y el aire ambiente para el secado ingresan a la misma cámara por medio de dos ventiladores ubicados bajo la misma. Se puede apreciar esta instalación en las fotos a continuación:



**Ilustración 15. secador rotatorio y cámara de calentamiento de aire.**

El secador trabaja a un ritmo promedio de 17 ton/hr de carga utilizando el caudal de aire siempre fijo independiente de la carga ingresada, frente a una variación de la humedad de salida del producto, el operador la controla subiendo o bajando manualmente la temperatura del aire. La humedad del producto se determina con análisis de muestras en laboratorio interno, mientras que las temperaturas del aire de entrada y salida son medidas por medio de termocuplas instaladas en las salidas de la cámara de combustión y del secador rotatorio respectivamente, estando siempre conectadas a un sistema SCADA de monitoreo y registro. El caudal de diésel alimentado al quemador y la carga de sólido húmedo al secador, son medidas por un caudalímetro y una celda de carga respectivamente, también conectados al SCADA. El operador dispone de una pantalla “touch” en el tablero de comando, que le muestra las variables de control y monitoreo necesarias para manejar la operación de secado. La ubicación de los instrumentos de medición está en la figura mostrada a continuación:



**Ilustración 16. Instrumentación de control del secador rotatorio**

No se conocen estudios de eficiencia o rendimientos del secador ni se mide la cantidad de aire caliente residual desechado en el proceso de secado, solo se dispone de datos de mediciones isocinéticas que miden el volumen de gases evacuados a la atmósfera. A partir de estas mediciones (ver anexos) se conoce el caudal emitido al exterior con alrededor 9.379 Nm<sup>3</sup>/hr evacuados por la chimenea. Este valor se utilizó para determinar los balances de energía del secador, el calor residual e índices de demanda energético térmicos.

#### 4.1.2 Sistema eléctrico y ubicación proyectada.

Para este levantamiento, se recorrió la Planta de secado y se revisó el plano unilíneal eléctrico provisto por MVC, identificando y analizando las instalaciones asociadas al sistema de alimentación eléctrica y se recopiló antecedentes que permitieron establecer las condiciones del sistema eléctrico actual de la instalación. Los principales componentes del sistema se listan a continuación:

##### Subestación Eléctrica Planta Baja – Planta molibdeno (SEU Planta MOLIBDENO)

Desde aquí alimentan al Centro de Distribución de Cargas Planta Moli CDC-MOLI-01-01 y desde aquí a los diversos equipos eléctricos de las plantas de secado de concentrado de cobre y de molibdeno .

- *Empalmes: Solo uno de 3 Fases de 15 kVA desde la SUE Pta Moli hacia una celda de maniobra.*
- *El CDC-MOLI-01-01 Cuenta con 1 tablero de distribución de cargas de alumbrado, fuerza y servicios auxiliares con una barra tetrapolar T1 para 400 v-50 Hz, donde se puede integrar una conexión de la electricidad del cogenerador, para su autoconsumo en las plantas de secado.*
- *Respaldo de grupos electrógeno de 64 kW más 275 KVA /400V /380A.*
- *Respaldo Enor Chile – Grupo electrógeno de 1600 kW / 400 V*

Se contempla entregar la electricidad del cogenerador a este centro de distribución de cargas, pero el punto de inyección a sus tableros, se deberá determinar en base a un estudio más acabado no contemplado en esta asesoría. El centro CDC\_MOLI-01-01 contiene la conexión de la red de distribución que viene desde la celda de maniobra de 1000 KVA de la SEU MOLI hasta su barra tetrapolar, la cual a su vez alimenta a los distintos tableros de distribución de

alumbrado y de fuerza tanto normales como de emergencia de la Planta Moli de secado de concentrados. No se informan medidores de energía activa individuales instalados. La figura a continuación corresponde la Celda de Maniobra y el tablero general del centro de cargas CDC-MOLI-01-01:

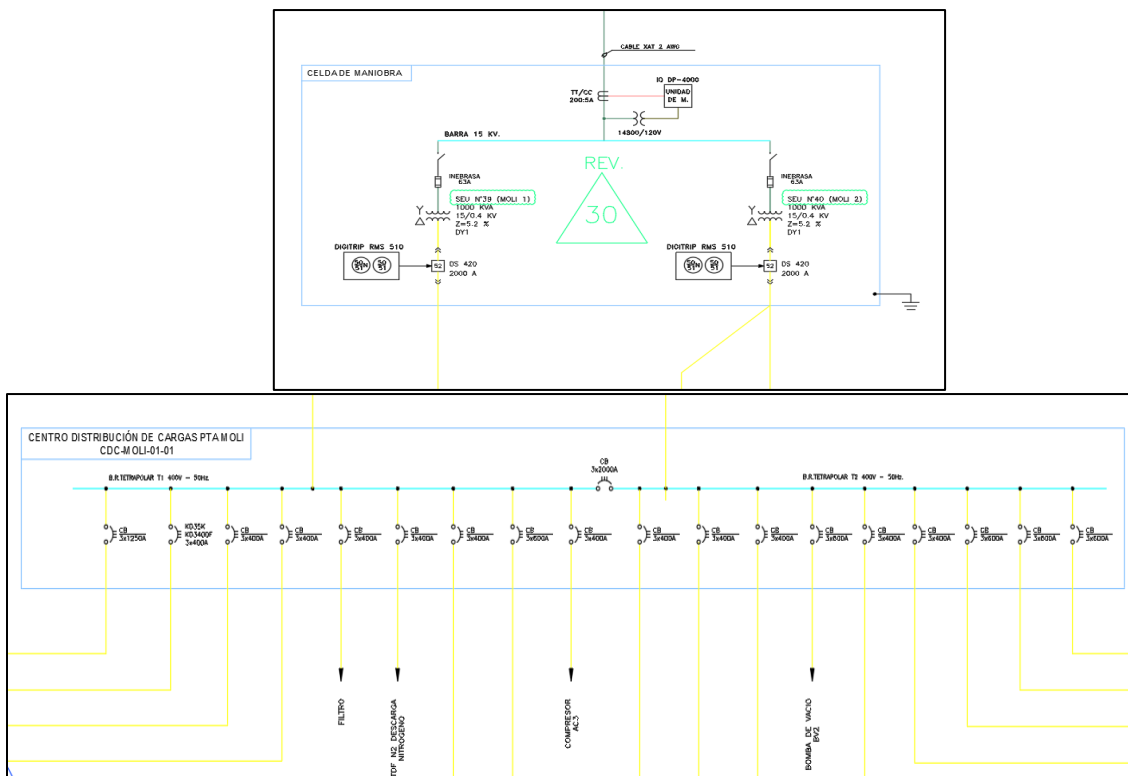
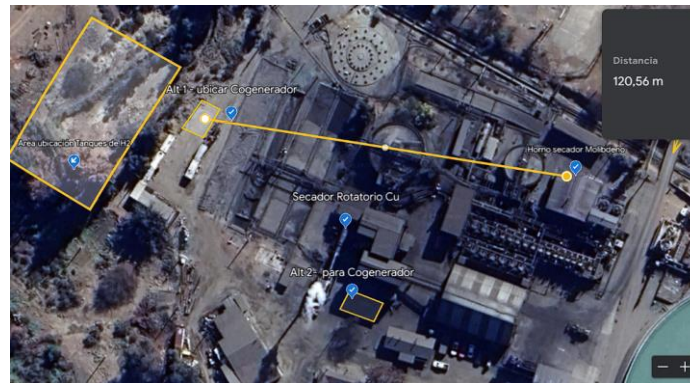


Ilustración 17. Diagrama unilineal del tablero general CDC-MOLI-01-01

El tablero general de CDC-MOLI-01-01, se encuentra en la misma ubicación del Horno de molibdeno (ver foto) a unos 42 mts del secador medidos horizontalmente.

**Para la Alternativa 1 de ubicación del cogenerador**, se deberá realizar canalización subterránea (unos 25 mts aprox.) en parte del tramo entre este equipo y el tablero general en la sala eléctrica del CDC-MOLI que está a unos 120 mts, con protección del cableado. Todos los tableros de distribución deberán contar con el diagrama unilineal y cuadros de carga actualizados en digital, así como en físico al interior de sus gabinetes.



**Ilustración 18. Ubicación tableros eléctricos planta y cogenerador**

## 4.2 Sistemas consumidores de energía existentes.

Durante la visita, se solicitaron listados de consumo de energía de la planta, los registros de las variables monitoreadas por el sistema SCADA y datos de consumos registrados en el sistema de gestión de energía SGE de la contraparte. Como la empresa no posee medidores internos de energía eléctrica, se utilizaron los valores mensuales registrados en el SGE para determinar el perfil de consumo necesario para determinar el potencial de cogeneración.

### 4.2.1 Consumos de energía eléctrica

La siguiente tabla, acompañada por sus respectivos gráficos de torta, desagrega el uso de la energía eléctrica entre los distintos sistemas de consumo identificados en la planta baja MOLÍ que corresponde a la sección que contiene los secadores de concentrado.

Tabla 23. Distribución de potencia eléctrica planta baja MOLÍ [kW]

Proceso	Potencia Eléctrica (kWe)
Espesadores	133
Filtrado	334
secador cobre	98
Lavador de Gases secador cobre	181
secador molibdeno	321
Total	1.067

La distribución de la potencia instalada se aprecia en el gráfico de torta a continuación:

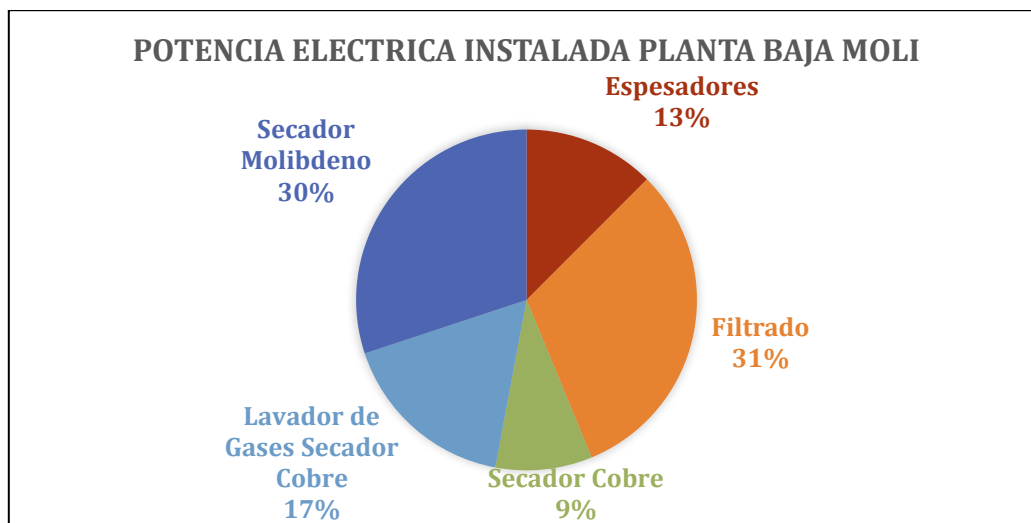


Ilustración 19. Distribución de potencia planta baja de secadores

El **secado** de concentrado de **cobre y molibdeno** tienen la mayor participación en la operación de planta por tanto también en su consumo. La producción de cobre 2021 por ejemplo, según el reporte de sustentabilidad publicado de MVC, fue 28.743 toneladas versus molibdeno de 1.346.987 lbs equivalentes a 611 toneladas y un 2,1% de la producción de cobre. Por otra parte, la distribución de consumo de la energía consumida por el total de la empresa MVC se aprecia en la gráfica siguiente:

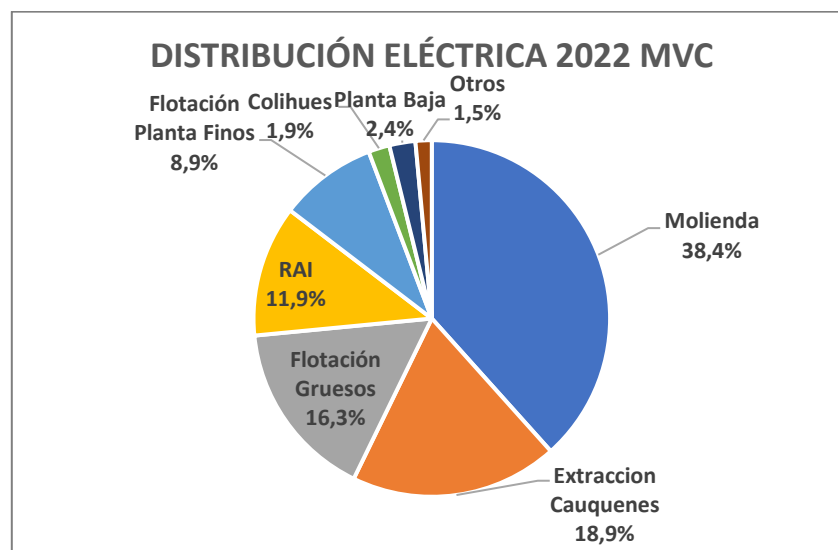


Ilustración 20. Distribución de consumo energía eléctrica MVC

Tal como se observa, del desglose de consumos eléctricos de la MVC, solo un 2,4 % del consumo corresponde a la Planta Baja MOLI. Sin embargo, el panorama en el consumo térmico esto cambia radicalmente como se verá en el apartado siguiente. Además, para

efectos de proyectar una planta de cogeneración esto es más atractivo considerando **que la electricidad cogenerada podría ser consumida en su totalidad por la MVC.**

#### 4.2.2 Consumo de energía térmica y combustible

La siguiente tabla resume el consumo de energía térmica a nivel útil generado por los distintos sistemas térmicos de MVC, como también el consumo de combustible utilizado por los circuitos térmicos y otros equipos consumidores. La distribución de consumos se encuentra en la tabla y gráficos a continuación:

Tabla 24. Distribución de energía térmica y combustible 2022

Diésel	Horno	18.134.164
	Motogeneradores	
	Maquinaria	
	Vehículo	
	Otros	
Gasolina	Vehículo	66.071
	Motogeneradores	
	Otros	
GLP	Calefacción y encendido horno	256.226
TOTAL, COMBUSTIBLES (kWh)		18.456.461

\*Fuente: Datos aportados por MVC (SGE – Anexo A).

En primer lugar, MVC posee solo combustibles fósiles en su matriz de consumo energético térmico siendo el diésel el de mayor consumo (98,3%), es decir hay una importante razón para evaluar la cogeneración con hidrógeno como combustible, que reemplazaría el uso de los combustibles fósiles. La participación de estos consumos se puede apreciar en el gráfico de torta a continuación:

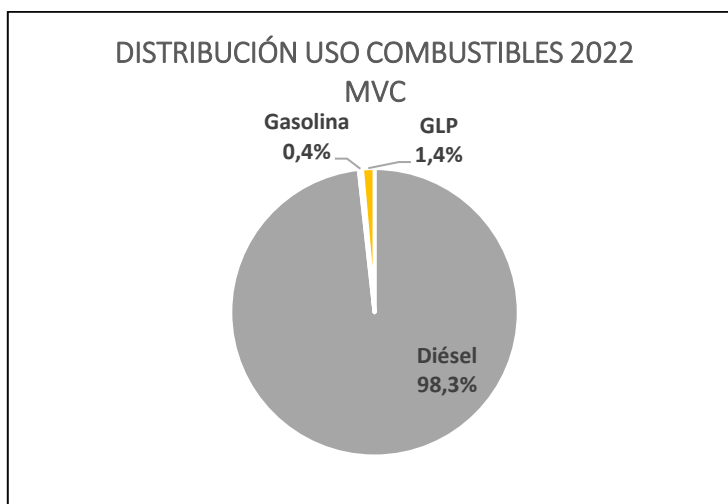


Ilustración 21. Distribución del consumo energético por tipo de combustibles

Además, al revisar los usos del diésel se encuentra que el 63,3% de sus consumos se debe al uso en el Horno de secado. Esto se aprecia en el gráfico de distribución de usos siguiente:

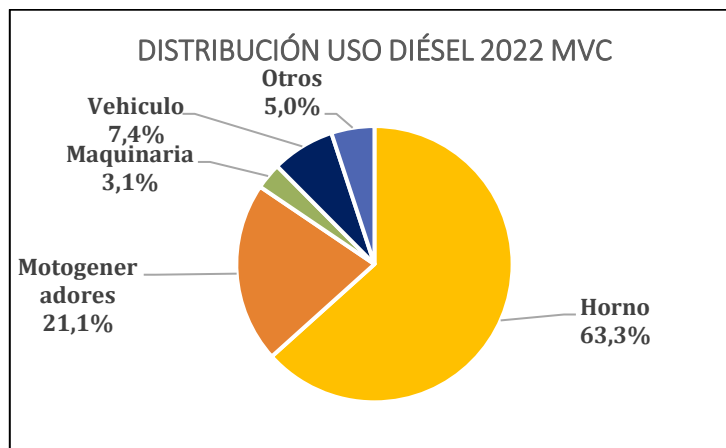


Ilustración 22. Distribución del consumo anual de combustible por aplicación

Es decir, el horno rotatorio tiene prioridad para implementar medidas de eficiencia energética y de cogeneración, sobre todo por la importante cantidad de horas de operación que este tiene y que ya hemos analizado anteriormente.

## 5 Metodología de estimación de DPE y DPTEU

En este apartado se presenta la metodología utilizada para la estimación del DPE y DPTEU del establecimiento, y los resultados obtenidos.

### 5.1 Diagrama de flujo “metodología determinación DPE y DPTEU”

El desarrollo se efectúa a través de 4 etapas, la primera es la recopilación de datos registrados en la medición de variables independientes (SCADA) más la recopilación de información de consumos mensuales de energía (Registros del sistema de gestión SGE), la segunda y tercera etapa consisten en el análisis y ajuste estadístico de la información para determinar los perfiles de demanda horaria. La cuarta etapa final se determinan las curvas descendentes DPE y DPTEU de demandas para dimensionar el cogenerador y evaluar su comportamiento.

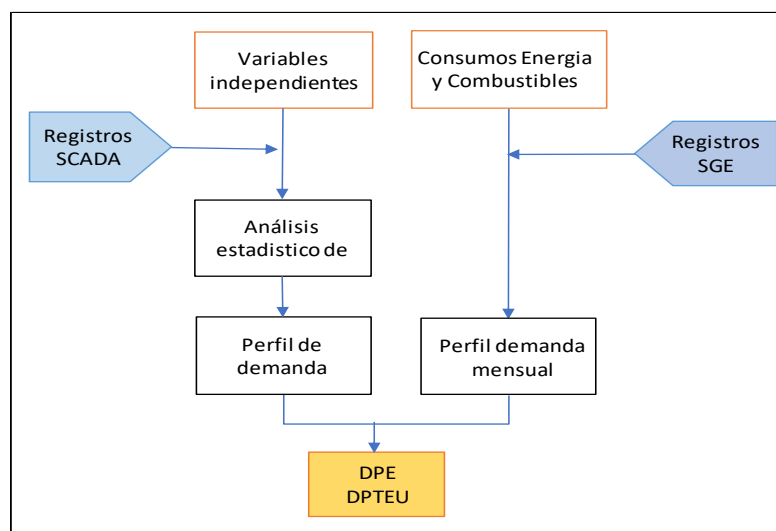


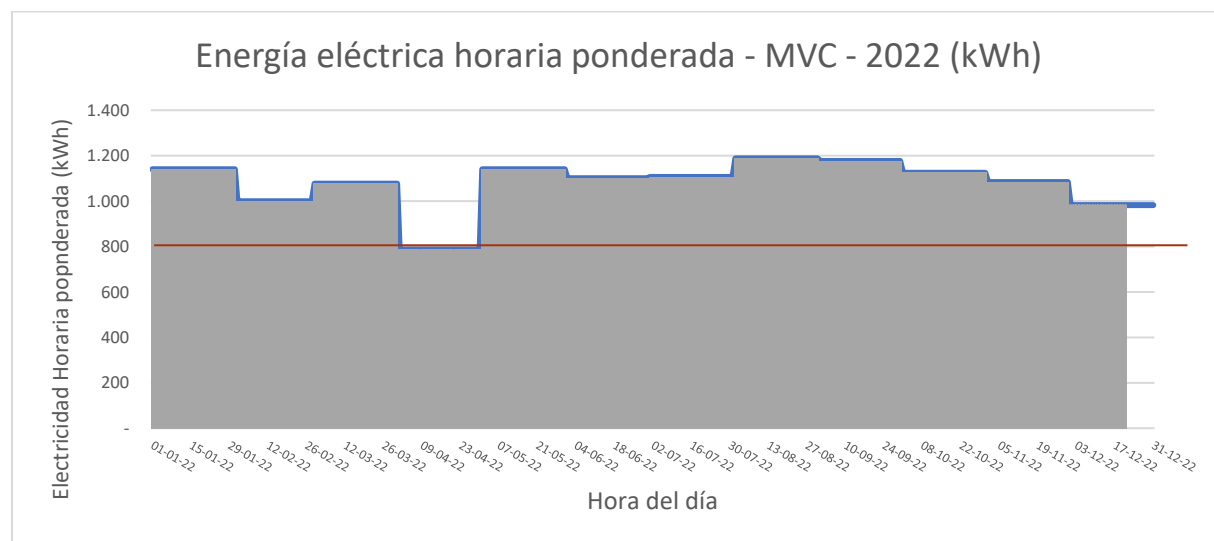
Ilustración 23. Diagrama metodología de cálculo DPE - DPTEU



En primera instancia se revisaron los perfiles horarios de demanda de la Planta Baja MOLI, sección donde se realizan las actividades de secado, para determinar la potencia máxima límite del cogenerador para las condiciones del consumo. Se utilizaron los datos del SGE de la empresa para simular un perfil eléctrico y los registrados en SCADA del año 2022 para determinar el perfil térmico de la Planta Baja MOLI.

## 5.2 Perfil de demanda eléctrica.

Como la empresa MVC no posee medidores de electricidad locales por planta, para obtener un perfil aproximado eléctrico, se tomaron los consumos eléctricos mensuales de Planta Baja, registrados en el SGE de la empresa MVC, se ponderaron en demandas diarias y este consumo diario se distribuyó entre las horas diarias en que hubo producción, con el mismo perfil horario. Es decir, se considera que la energía eléctrica fue proporcional a la cantidad de producto tratado en el secador. Cabe mencionar que el perfil horario de producción fue tomado desde la producción horaria medida por las celdas de carga del secador registradas en SCADA. El perfil horario cronológico resultante se muestra a continuación:



**Ilustración 24. Simulación curva demanda eléctrica en planta baja MOLI**

Aquí se observa que, durante el año 2022, hubo un promedio de alrededor de 1.000 kW con un mínimo ponderado a los 800[kW], que coincide con el mes de menos producción principalmente porque en Abril hubo varios días sin producción. (Ver ilustración 5) después de este mes la producción y el consumo eléctrico se mantienen sobre este mínimo. Por tanto, se considera este valor de 800 kW como un límite bajo el cual debe ser dimensionado el cogenerador.

La curva descendente DPE se obtiene ordenando de mayor a menor las demandas mostradas en el gráfico anterior. Esta curva muestra entonces el perfil de demanda descendente donde se aprecia con mayor claridad que las demandas de potencia promedio encontradas están sobre 800 kW o superior por más de 7.800 hrs al año.

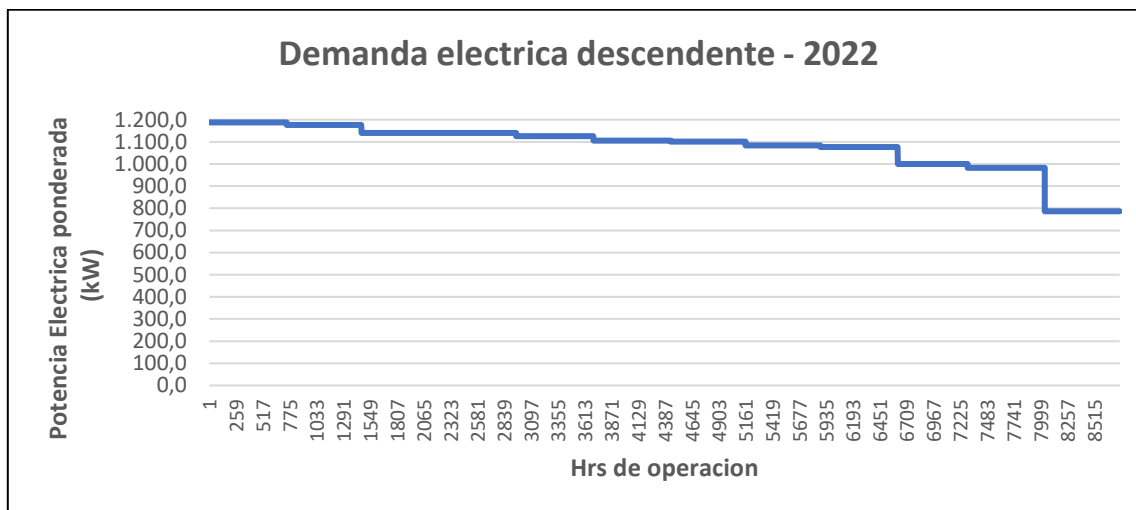


Ilustración 25. Curva descendente eléctrica DPE.

La cantidad de horas que el cogenerador podrá trabajar depende de cómo es la curva DPTEU que muestra cuantas horas al año hay demanda térmica suficiente.

### 5.3 Perfil de demanda térmica

En este caso el perfil de demandas fue obtenido a partir de los registros horarios de consumo de diésel desde la plataforma SCADA. Estos valores son los medidos por el caudalímetro de alimentación de combustible al quemador. Se analizaron y ajustaron eliminando aquellos fuera de rango obteniéndose el siguiente perfil cronológico:

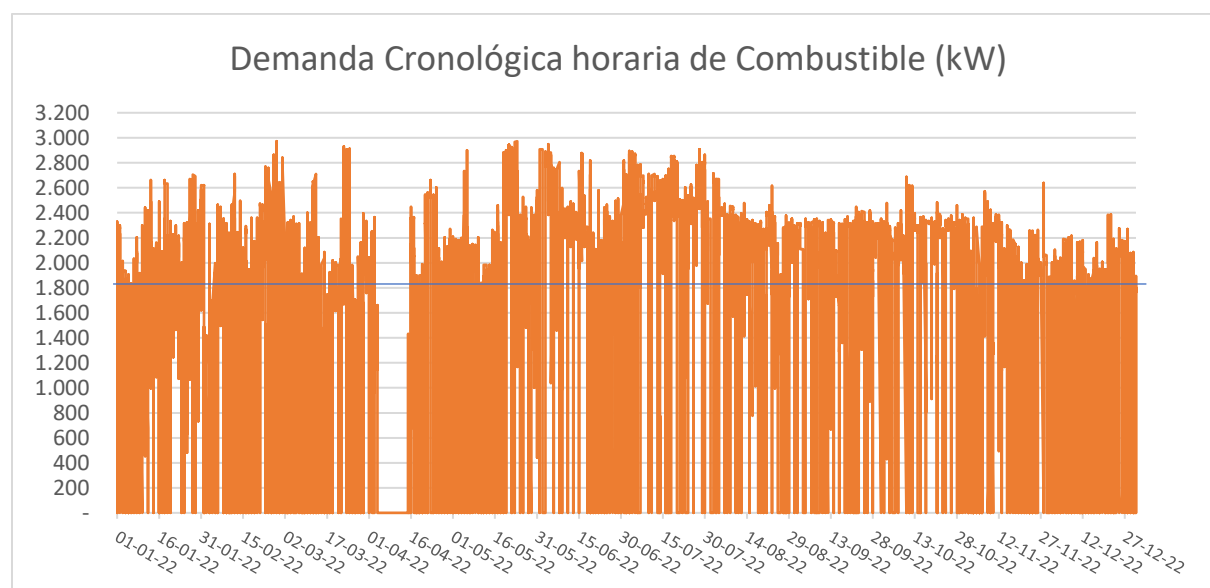


Ilustración 26. Curva cronológica térmica - combustible

Claramente los consumos de combustible por demanda térmica del secador están mayoritariamente por sobre los 1.800 kW sin embargo, hay que contabilizar la cantidad de horas en que cada potencia es utilizada en el año. Esto se aprecia al ordenar de mayor a menor las potencias, lo que da origen a la curva DPTEU siguiente:

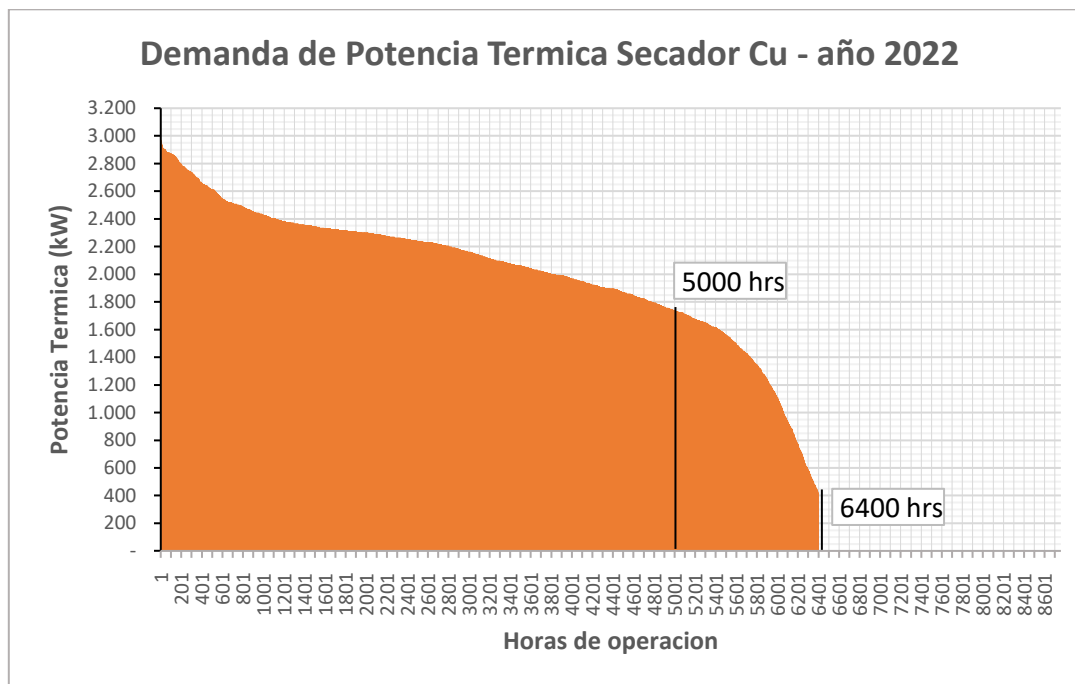


Ilustración 27. Curva descendente térmica (combustible) DPTEU

En esta gráfica con la DPTEU se verifica que existen consumos de más de 1800 kW en hasta 5000 hrs anuales, valor en que los proyectos de cogeneración comienzan a ser rentables, pero además de eso, el secador opero en hasta 6400 hrs el año 2022, de manera que se podría dimensionar el cogenerador para que trabaje a lo menos durante esas 6400 hrs.

No obstante, para dimensionar el cogenerador se deben superponer las curvas DPE y DPTEU para determinar cuál de los energéticos limita la demanda y cuantas horas anuales podría este suministrar ambos tipos de energía. La solución a esto, se muestra en la gráfica siguiente:

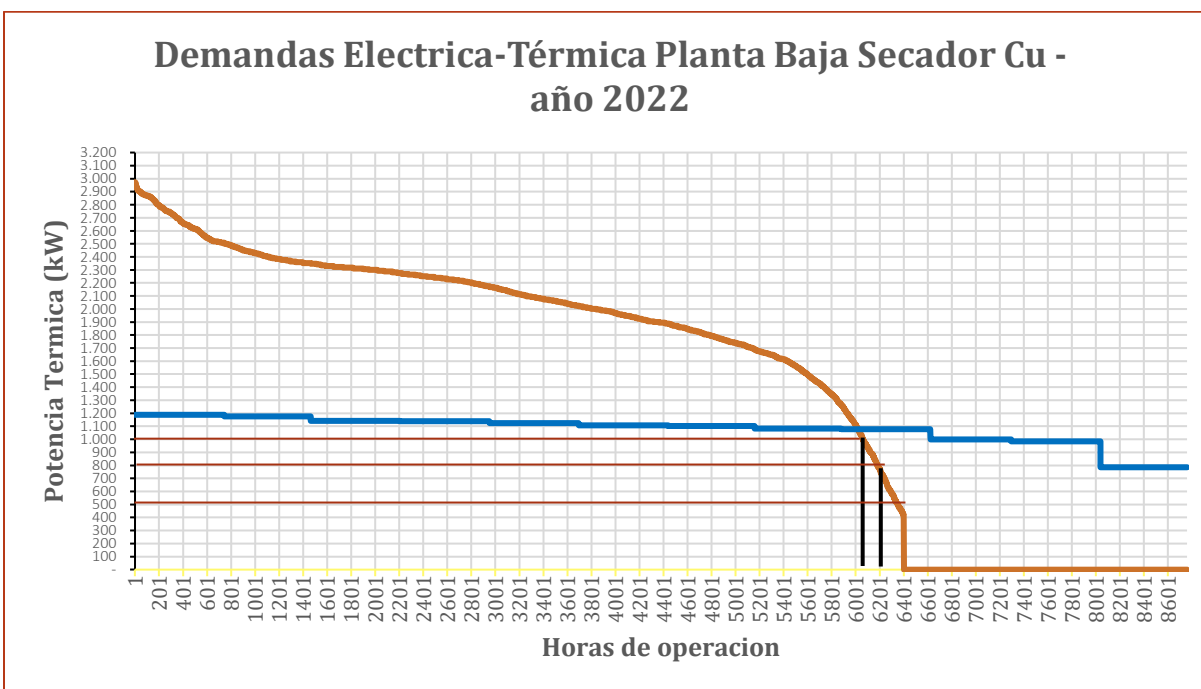


Ilustración 28. Curvas combinadas DPE y DPTEU planta baja MOLI.

Si se considera un cogenerador con coeficiente CHP de 1 kW elect / kW térmicos, el gráfico muestra que un cogenerador de 1000 kW eléctricos, que cogenera 1000 kW térmicos, tiene una demanda térmica de a lo menos 6.000 hrs a plena carga. Por otra parte, hay que considerar lo informado en Planta Baja, la demanda promedio es de 1 MW eléctricos.

La idea entonces es maximizar la entrega eléctrica y térmica del cogenerador de manera que el cogenerador tenga la posibilidad de trabajar a plena carga durante unas 6000 hrs y modular trabajando a carga parcial hasta las 6400 hrs totales en que el secador demanda calor. Por tanto, **la propuesta es utilizar un cogenerador de no más de 800 kW eléctricos que operaría hasta 6400 hrs al año**. Esta alternativa permitiría cubrir alrededor de un 50% del consumo eléctrico de la Planta Baja teniendo en cuenta que este resultado es para una producción similar a la del año 2022.

A continuación, se presenta un resumen con el potencial de cogeneración final y la cobertura esperada:

Tabla 25. Potencial de cogeneración planta baja MOLI

Potencia eléctrica [kW]	800
Potencia térmica [kW]	800
Horas de funcionamiento [hrs]	6.400
Energía eléctrica a cogenerar [MWh/año]	5.120
Cobertura anual de la demanda eléctrica	65%
Energía térmica a generar [MWh/año]	5.078
Cobertura anual de la demanda térmica	39%

Con estos resultados, se evaluarán económicamente los equipos más cercanos a la potencia obtenida de la simulación teórica.

## 6 Propuesta técnica

La elección de equipo CHP se realiza en base a maximizar la cobertura eléctrica<sup>1</sup>, es decir, se busca la que la generación de energía eléctrica sea lo más cercana posible al consumo anual de Planta Baja Moli. Por otra parte, teniendo presente que sin demanda térmica no puede haber cogeneración, la selección del cogenerador depende de la operación continua del secador rotatorio de concentrado de cobre.

El dimensionamiento final del cogenerador se determinó a partir del potencial eléctrico-térmico de la planta de secado que se revisó en el apartado anterior utilizando las curvas de Demanda de Potencia Eléctrica (DPE) y de demanda de potencia térmica útil (DPTEU) que muestran los perfiles descendentes de consumo de cada energético.

### 6.1 Layout de la planta

En la visita a MVC se verificaron ubicaciones para la central de tanques de hidrógeno combustible y para el cogenerador. La ubicación del cogenerador debe tener amplio espacio para su instalación y cercanía especialmente al punto de consumo térmico, en este caso el secador rotatorio, para enviarle el calor cogenerado con un mínimo tendido de ductos. El cogenerador debe ser abastecido con el combustible desde una central de almacenamiento de fácil acceso de los camiones de suministro. La zona del cogenerador, debe tener cercanía a acometidas con líneas de servicio auxiliares y espacios aledaños de interés tales como accesos para trabajos y vehículos de mantenimiento. Se encontraron dos alternativas que cumplen con estos requisitos y que fueron mostradas en una vista aérea en las ilustraciones 15 y 19 anteriores, las que se explican con más detalle a continuación:

#### **Alternativa 1:**

Se trata de la ubicación en una zona donde actualmente hay instalados unos containeres, cuya ventaja es que quedaría prácticamente al lado de la central de tanques de hidrógeno que se usarán como combustible. Sin embargo, queda relativamente retirado del horno secador rotatorio: a unos 60 mts. aproximadamente. Si se decide utilizar esta ubicación habría que instalar las redes eléctricas y de calor en un primer tramo enterradas bajo superficie, para luego subir por una estructura metálica existente y cruzar las piscinas aledañas al horno.

El calor cogenerado sería entregado directamente al aire fresco antes de su ingreso a la cámara de calentamiento y la electricidad del cogenerador sería cableada hasta el tablero general del centro de distribución eléctrico CDC-MOLI-01-01.

---

<sup>1</sup> Se consultó a la contraparte del establecimiento y se recopilaron datos de consumo y horas de operación de planta.



**Foto 1**

**Foto 1:**

Zona del cogenerador al fondo, y contiguo a container. Redes de calor y eléctricas cruzan piscina por estructura metálica reforzada.

**Foto 2:**

La red de calor (ductos) se conecta a la entrada del ventilador de aire fresco.



**Foto 2**

**Ilustración 29. Ubicación cogenerador en planta baja MOLI.**

## Alternativa 2

Esta alternativa es la más viable desde el punto de vista de la cercanía del equipo cogenerador al horno de secado y al tablero eléctrico del centro de distribución CDC-MOLI-01-01. En este caso se instalaría el cogenerador al costado del galpón ubicado frente al lavador de gases. Desde allí se realizaría el montaje de ductos de calor hasta el ingreso del ventilador de aire fresco y ductos eléctricos hacia el tablero general del CDC-MOLI-01-01. Es decir, los ductos, los circuitos de agua caliente y los conduits eléctricos quedarían todos como tendidos aéreos a la vista, lo que facilita su monitoreo, mantenciones, sujeciones, etc. Sin embargo, esta ubicación se desecha por ser un área de desplazamientos de servicio de grúas que transitan por este espacio. No obstante, se deja planteada esta alternativa dado que podría ser más económica también.



**Foto 3**

**Fotos 3 y 4:**

Los ductos de calor van aéreos apoyados a la estructura del galpón y la estructura metálica que cruza hasta la salida del secador, luego descienden hasta bajo la pasarela del secador para llegar al ventilador de aire



**Foto 4**

Finalmente se construyó un plano *Layout* del escenario para la alternativa 1, con la ubicación seleccionada por la contraparte para este estudio, que muestra las dimensiones de interés, ubicación de galpones y del horno secador instalados actualmente, además se presentan las líneas de ida y retorno del calor más los puntos que consideran la conexión hidráulica y de gases del equipo cogenerador seleccionado más adelante.

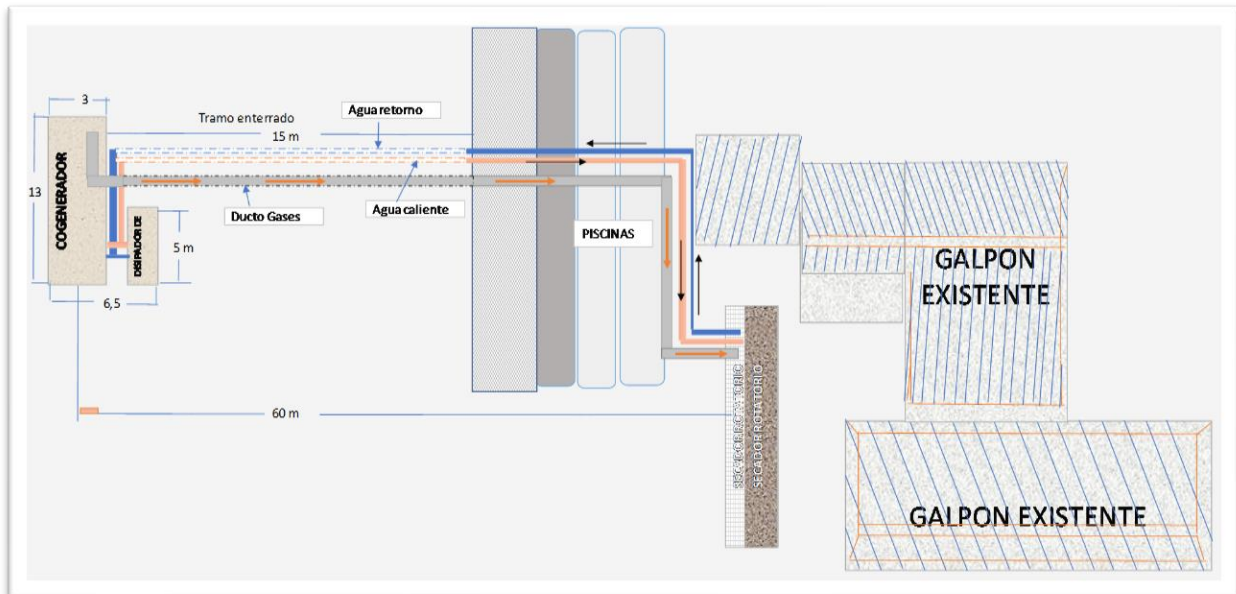


Ilustración 30. Ubicación en espacio disponible para instalación del equipo CHP

En el espacio de interés para la instalación del cogenerador (“Espacio disponible”), donde se propone la instalación del equipo, se presenta en un recuadro señalado, considerando dejar el acceso seguro a la instalación y respetar las zonas de seguridad del equipo. Este espacio es de 13[m] x 6,5[m], espacio suficiente para la instalación adecuada del equipo cogenerador y sus respectivos componentes. Cabe destacar que ni la instalación del cogenerador en la zona señalada, ni su integración térmica/eléctrica afecta de forma negativa la confiabilidad del sistema existente, ya que no es necesario retirar ningún equipo actual y el secador seguirá funcionando con su quemador de combustión como respaldo /apoyos actuales.

## 6.2 Equipo de cogeneración

Los principales requisitos a considerar en la selección del cogenerador a utilizar en este proyecto, son los siguientes:

1. Combustible a utilizar : hidrógeno
2. Potencia Eléctrica máxima : 800 kWe
3. Potencia Térmica máxima : 800 kWt
4. Coeficiente CHP : Hasta 1,0
5. Temperatura del proceso : 350°C a 750°C
6. Fluido receptor del calor : Aire de secado.
7. Electricidad : 400V / 50 Hz

Las tecnologías disponibles para cogeneración con hidrógeno son escasas y no todas son compatibles para el tipo de proceso a cubrir. Los tipos de equipo consultados fueron seleccionados en base a los requisitos ya mencionados, que tuvieran la posibilidad de entregar del calor al proceso que es de alta temperatura, los consultados se indican a continuación:

Tabla 26. Tecnologías y proveedores consultados.

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.

En cuanto al combustible y la disponibilidad de estas tecnologías para utilizar el hidrógeno, los proveedores informaron el status siguiente:

Tabla 27. Disponibilidad de tecnologías

N°	MARCA	COMBUSTIBLE	Estado del Arte	Entrega del Calor
1	2G Energy AG.	100% H2	Disponible	<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	Disponible, pero sin Ficha técnica aún.	<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)	No disponible a la fecha de estudio.	<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>

Analizando la información anterior, el caso de CAPSTONE no podría ser aplicado a la MVC dado que el equipo opera con hidrógeno mezclado con Gas Natural, combustible que no es distribuido a la zona donde está ubicada la empresa. Tampoco tienen equipos de mayor potencia eléctrica adaptados para H2, y si bien si en el futuro CAPSTONE logra desarrollar finalmente una microturbina de mayor tamaño para uso con un 100% de H2, entonces se podría evaluar económicamente la posibilidad de utilizarla, sin embargo, igual habría que compararla versus la alternativa de motor que hasta ahora tiene mejores eficiencias eléctricas.

La alternativa SOLAR TURBINE no posee equipos de menores potencias eléctricas que la mostrada en la tabla anterior y además generan una gran cantidad de energía térmica, es decir estaría sobredimensionada para este proyecto. Estas turbinas si tienen desarrollos con productos, pero con combustibles mezclados con menos de 100% de hidrógeno, pero son para grandes consumos, sobre 7 MW eléctricos.

De las 3 tecnologías consultadas, que son lejos las más utilizadas en cogeneración, con proveedores de mucha experiencia en la aplicación, solo la de 2G Energy AG, de origen alemán, cumple todos los requisitos necesarios para implementar a la fecha del estudio un proyecto de cogeneración, suponiendo claro está tener el hidrógeno para uso como combustible. Por lo tanto, la tecnología seleccionada para esta etapa del proyecto es la



alternativa del motor 2G Modelo AGENITOR 420 de 750 KW eléctricos, para uso con 100% H2.

### Equipo seleccionado

A continuación, se indican además otras características importantes ofrecidas por el proveedor del equipo seleccionado:

1. El proveedor tiene unos 10 proyectos en operación de los cuales la mayor parte se mantienen confidenciales a petición del cliente y otros 7-8 en construcción.
2. El consumo interno de electricidad del cogenerador es solo alrededor de un 3% de la potencia cogenerada.
3. El equipo puede ser comprado en principio para uso con GLP de alto contenido de propano. El costo de inversión será menor en una cifra igual al costo de convertir posteriormente a H2 el equipo en el overhaul, a los 10 años de operación aproximadamente.
4. Cuando ya se tiene el H2 disponible para la operación, se tienen dos alternativas que dependen del volumen de hidrógeno que se desee utilizar, para mezclas de hasta 40% de H2 con otro gas compatible (GN o GLP) o para combustible con hidrógeno entre 40% a 100%.
5. En cuanto a la recuperación de calor pueden integrar virtualmente cualquier solución, siendo la más simple el recuperar todo el calor (chaquetas y gases de escape) en un circuito de agua caliente. Esta opción tiene las siguientes variantes:
  - a) Temperatura de salida de 90°C con un retorno máximo de 70°C.
  - b) Temperatura de salida de 95°C con un retorno máximo de 75°C.
  - c) Temperatura de salida de 100°C con un retorno máximo de 75°C.

En todos los casos se contempla la misma eficiencia de recuperación de calor, que se muestra en las hojas de datos resumida en la tabla a continuación:

Tabla 28. Ficha de cogenerador seleccionado.

FICHA RESUMIDA MOTOR 2G AGENITOR				
ITEM	50%	75%	100%	Load
Electrical power	375	563	750	kW
Recoverable thermal output	374	549	747	kW
del enfriamiento motor			225	kW
del enfriamiento intercooler			157	kW
desde Gases de escape			365	kW
Energy input	988	1399	1820	kW
Efficiencias electrical	38,0	40,2	41,2	%
Efficiencias thermal (*)	37,9	39,2	41,0	%
Efficiencias total (el. + th.)	75,9	79,4	82,2	%
CHP coefficient	1,00	1,02	1,00	
(*) Al sacar todo como agua caliente 90/70°C son 746 kW tolerancia +/- 8%				
El circuito de agua caliente tiene capacidad de 382 kW, los gases de escape hasta 950 kW				

Motor 2G - Cogeneracion				
Capacidad	Electricidad	Combustible	PCI	Gases Escape
750 kW el.	400 V / 50 Hz	Hidrógeno	3,00 kWh/Nm <sup>3</sup>	328°C

En la ilustración a continuación se muestra un Layout referencial del equipo cotizado que viene en una versión contenerizado tipo plug & play:

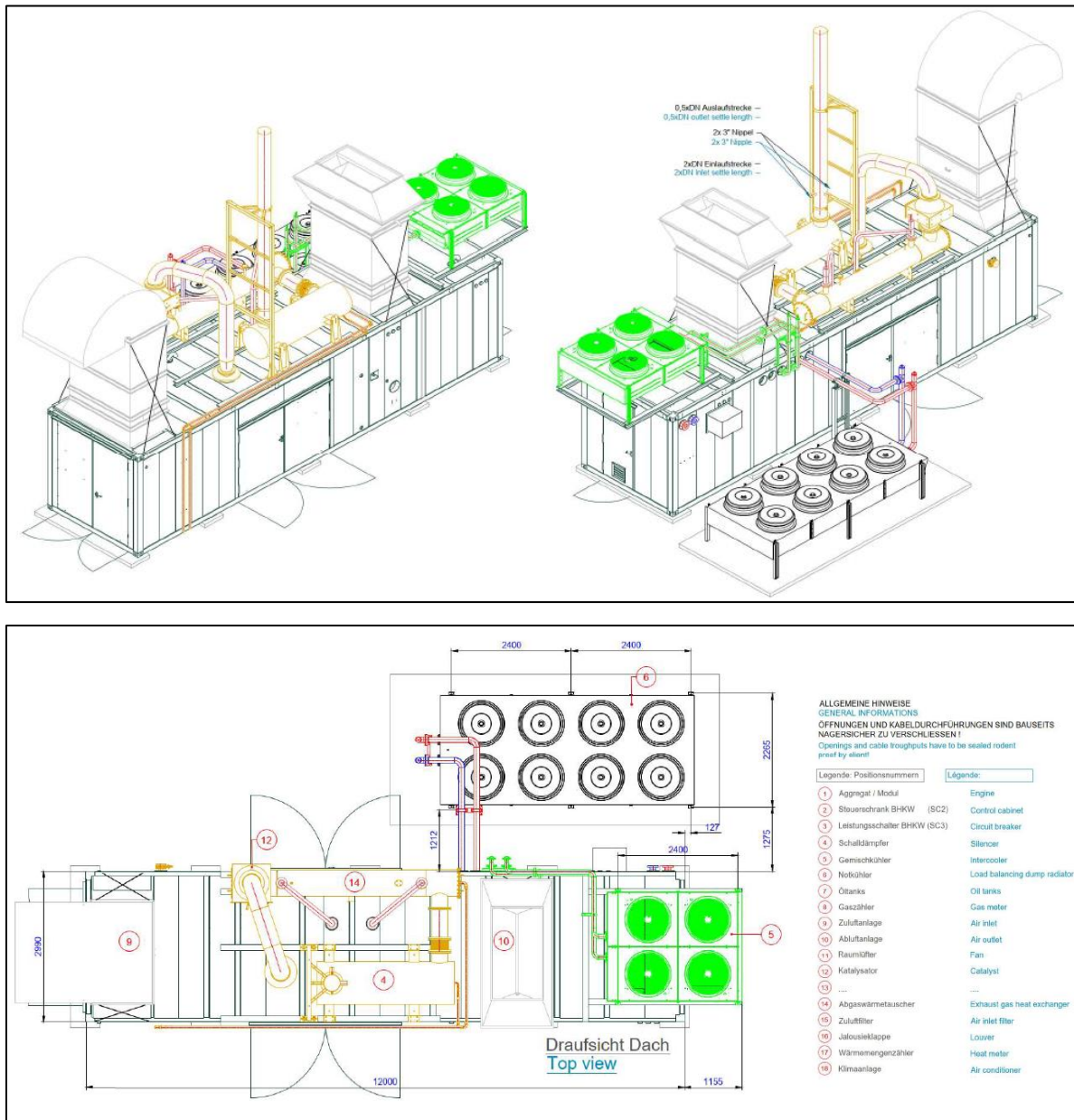


Ilustración 31. Diagrama técnico cogenerador seleccionado, Fuente: 2G.

El consumo de este equipo es de 54,6 kg/h de H<sub>2</sub> a plena capacidad (750 kW<sub>e</sub>) y puede modular hasta un 50%, con lo que el equipo podría trabajar unas 6.228 hrs a plena carga y

luego modular hasta completar unas 6421 hrs (ver ilustración 28). El Overhaul de este equipo se hace después de 60.000 hrs cumplidas a un costo de 15.500 USD de mano obra.

### 6.3 Conexiones con sistema térmico existente

Para poder integrar térmicamente el cogenerador seleccionado al proceso de calor de MVC, el equipo debe ser instalado en conjunto con un intercambiador del tipo agua-aire radiador de tubos o serpentines en un circuito de agua caliente que sale desde el cogenerador.

Con esto se podrá precalentar previamente el aire ambiente de secado antes de ser ingresado a la cámara de combustión de diésel. El intercambiador se deberá instalar en un ducto especialmente diseñado para el ingreso del aire de secado ambiente a la entrada del ventilador existente de la cámara de combustión.

El circuito de agua de calefacción que sale desde el cogenerador se debe conectar al intercambiador en un circuito cerrado entre la salida y retorno del agua caliente del cogenerador, permitiendo que el cogenerador entregue el calor proveniente de su sistema de refrigeración habilitado para este uso.

En el ducto aguas abajo del intercambiador, en una ubicación en serie, se deberá interconectar el ducto de salida de gases de escape del cogenerador para permitir el ingreso y mezclado con el aire precalentado. Se debe tener cuidado ya que estos gases de escape, que están principalmente compuestos de aire, salen a unos 328°C. La temperatura del agua de ida del cogenerador es de 83 [°C] y la temperatura de retorno debe ser de 70 [°C], esta condición es óptima para el funcionamiento del sistema de refrigeración del equipo CHP evaluado, es por esto que para realizar la instalación del equipo de cogeneración se debe asegurar que las condiciones de control y monitoreo se mantengan dentro del rango una vez instalado el equipo.

Para una ingeniería de detalle posterior se aconseja evaluar el comportamiento del sistema de control existente y la operación del quemador una vez que todo el aporte térmico del CHP tanto en el precalentamiento del aire como en el mezclado con los gases de escape, sean efectuados.

La ilustración 32, representa la conexión previamente descrita, mostrando la conexión del cogenerador junto a un equipo disipador de calor que deberá ser instalado ya que el cogenerador debe evacuar el excedente de calor de refrigeración que se produce en la operación ya sea normal o de emergencia de la instalación. Cabe mencionar que el sistema de control del cogenerador deberá apagar el equipo en caso que el disipador se vea superado.

En particular el equipo CHP seleccionado para este proyecto, tiene un excedente de calor a disipar desde su sistema de refrigeración, ya que este calor solo puede ser utilizado en procesos de baja temperatura, con temperaturas de hasta unos 75°C aproximadamente. Por tanto, se recomienda ver la posibilidad de usar este excedente en algún proceso por ejemplo de calefacción y así aumentar el rendimiento del combustible utilizado.

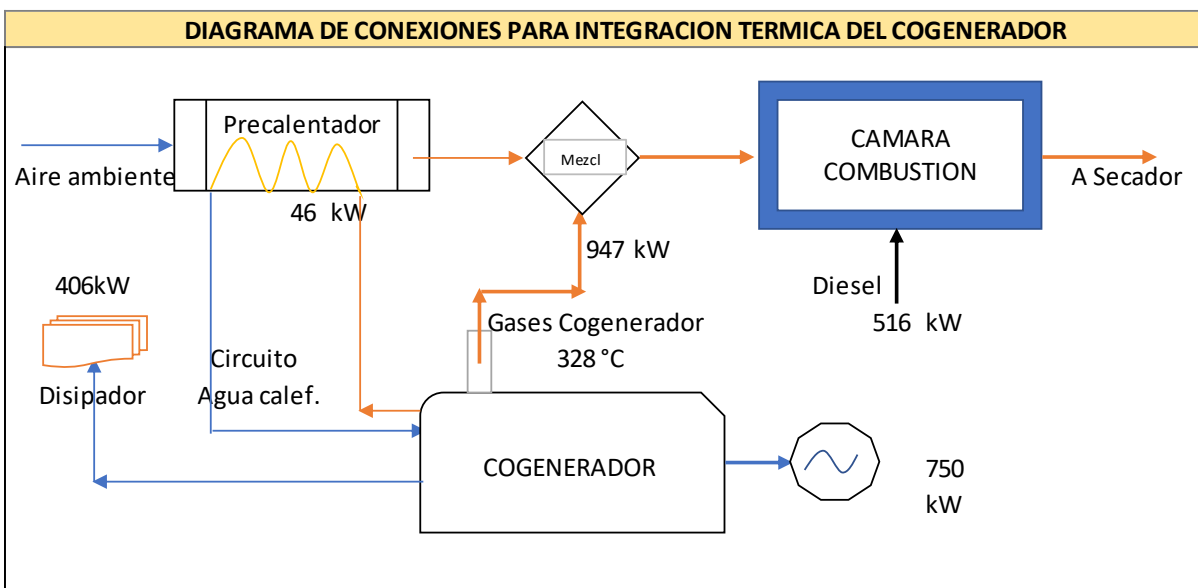


Ilustración 32. Propuesta de Integración del equipo CHP

#### 6.4 Conexiones con sistema eléctrico existente.

En cuanto a la conexión del equipo de CHP al sistema eléctrico de la Planta, se considera realizarlo en la barra principal del centro de distribución de cargas CDC\_MOLI-01-01. El punto entre la ubicación del cogenerador y el CDC-MOLI-01-01 se encuentra a unos 120 mts y se puede observar en la foto aérea Ilustración 18 del apartado 4.1 de levantamiento de terreno. En este apartado se encuentra también el diagrama unilineal eléctrico de Planta Baja que sirve para estudiar el punto de inyección de la electricidad cogenerada.

Como ya se ha planteado anteriormente, el punto de inyección de la energía eléctrica cogenerada, que será solo para autoconsumo, debe ser definida en un estudio más acabado que revise el impacto que ésta puede tener en la planta donde la ingeniería de detalle debe considerar la selección de conductores, su canalización, conexión y el diseño de un tablero de comando para el equipo de CHP a instalar en la ubicación propuesta para el mismo equipo. Para este proyecto en particular se debe **tener en cuenta la normativa vigente respetando lo descrito en reglamento vigente DS8/2020, y la Instrucción Técnica RIC N° 09/2020** valido para instalaciones de autogeneración sin inyección a la red, en función de la seguridad y calidad de las conexiones, las instalaciones y de los materiales que la compondrán. Acabado este estudio y antes de ejecutar este proyecto eléctrico de autogeneración, **es obligatorio solicitar el “informe de condiciones previas” o factibilidad técnica de suministro, ante la empresa distribuidora definida en el artículo 5.3 de la norma técnica de Distribución.** Este informe deberá ser presentado en la SEC al momento de **declarar la puesta en servicio de la instalación ya terminada mediante el protocolo TE1.**

El equipo de CHP propuesto presenta características de tensión, forma de onda y frecuencia del sistema con el cual será conectado, así como un equipo de sincronización que le permitirá acoplar el generador a la red energizada y un equipo de protección anti-isla que impide la operación del equipo de CHP cuando la energía de la red pública no esté operativa.

A continuación, se muestra una descripción general propuesta de componentes necesarios para la interconexión eléctrica del equipo de CHP, no obstante, es obligatorio que todo proyecto eléctrico de cogeneración debe ser realizado por un Instalador Autorizado Clase A.

#### 6.4.1 Tablero de comando para el equipo de CHP

Junto a la instalación del equipo de cogeneración deberá instalarse un tablero de comando para la desconexión del generador en caso de falla, así como para su operación y mantenimiento. Se propone la instalación de un interruptor automático tripolar de corriente nominal adecuada a la sobrecarga y cortocircuito del equipo de CHP, conectado a un contactor y un selector de dos pasos para el encendido y apagado del equipo, así como la señalización de tensión en fases y de falla mediante luces piloto LED, del mismo modo se toma la previsión de los dispositivos necesarios para la protección de un equipo de ventilación forzada (extractor) para desalojar gases del recinto y mantener la adecuada ventilación del mismo. Para todo efecto el tablero debe cumplir con el DS8/2020 y específicamente con el pliego técnico RIC N°2 /2020 emitido por la SEC.

#### 6.4.2 Cableado

Estos componentes deben ir interconectados al TG a través de un conductor para unos 150 [m] de longitud aproximadamente, que servirán para dotar de energía eléctrica a todas las cargas de la planta considerada. Aun cuando se podría considerar inyectar a la red los excedentes estos componentes y deberán ser calculados en función de las consideraciones en cuanto a temperatura ambiente promedio<sup>2</sup> y cantidad de conductores canalizados por las bandejas porta conductores que puedan ser utilizadas o instaladas. Sin embargo, en este estudio no se considera la inyección de excedentes por lo que se deberá tener en cuenta lo indicado por el nuevo DS 8/2020 y el RIC N°4/2020. Además, se puede revisar, en la medida de las posibilidades la selección de un cordón de 5 conductores del mismo calibre (tres fases, neutro y tierra), para reducir tiempos en canalización.

#### 6.4.3 Canalización e interconexión

Desde la ubicación seleccionada para el montaje del CHP sería ideal una canalización aérea si fuera posible, sin embargo, dado que hay que atravesar un tramo donde probablemente hay o habrá movimiento de camiones de carga de combustibles la canalización deberá ser subterránea en a lo menos unos 25 mts hasta llegar a la zona de piscina (ver Ilustración 30 del levantamiento). La interconexión del cogenerador a la canalización misma debe ser a través de flexible metálico cubierto por PVC o según indique el manual de montaje del proveedor. Desde el equipo CHP después de la canalización subterránea se llega a una bandeja porta conductores, actualmente no instalada, desde allí sube por una estructura metálica existente (se debe revisar su reforzamiento) que atraviesa las piscinas al costado de donde está el secador. Luego la canalización seguirá por el interior de la planta hasta llegar a la central de distribución eléctrica de carga CDC\_MOLI al tablero general. Antes de realizar la conexión a las barras del tablero general se debe instalar una protección adicional por temas de seguridad y flexibilidad en la operación del equipo de CHP. Todos los tramos de canalización deben ser proyectados también en base al pliego técnico RIC N°4/2020.

---

<sup>2</sup> Temperatura ambiente promedio en el año = 15.1°C según Explorador Solar del para la ubicación de la Planta MOLI.

#### 6.4.4 Medición

Adicionalmente, se recomienda la instalación, dentro del tablero de comando, de un equipamiento de medición de parámetros eléctricos, para el control y seguimiento de la operación del equipo de CHP. Especialmente si se decidiera hacer una instalación con inyección de excedentes a la red. Probablemente este medidor interno venga incluido en la sala container CHP (verificar con proveedor).

### 6.5 Suministro y almacenamiento del combustible H2.

Uno de los temas más importantes a considerar en cualquier estudio de proyectos con consumos energéticos altos y sobre todo continuos, es el aseguramiento del suministro. Pues bien, el caso presente es más crítico aún por el tipo de combustible proyectado. El consumo esperado para este proyecto es en promedio de unos 1.300 kg/día y continuo durante unas 6400 horas al año. Aún más, en nuestro país actualmente no existe un proveedor de hidrógeno combustible para estos niveles de suministro y dependerá de la forma en que sea distribuido la necesidad de un posible almacenamiento. Alternativamente la minera podría pensar a futuro instalar su propia planta de generación de hidrógeno verde que reemplace el diésel. En este estudio se revisan solamente los escenarios posibles para suministro de hidrógeno como combustible a través de proveedores externos que puedan distribuir por vía terrestre. Existen otras alternativas que son la distribución de este combustible incorporado a otros compuestos portadores de hidrógeno (metano sintético, metanol, amoníaco, entre otros) pero que no son parte de este estudio.

#### 6.5.1 Determinación de almacenamientos

Se considera muy importante contar con almacenamiento del combustible hidrógeno para asegurar una autonomía mínima al usuario evitando detenciones no deseadas del proceso de secado. El proveedor debe estar preparado para evitar la discontinuidad en el suministro y la reglamentación futura del hidrógeno probablemente contemplará este requerimiento. Dado esto se hace necesario en este estudio, considerar las alternativas posibles de almacenamiento como se ve a continuación:

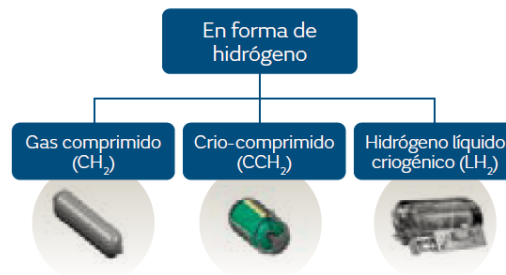
En primer lugar, se calcula el requerimiento de hidrógeno en función del equipo cogenerador seleccionado según se vio en el apartado 6.2 anterior.

Consumo de H2 a plena carga (750 kWe)	: 54,6 kg/h.
Operación a máxima carga	: 6.228 hrs año
Operación modulando a carga parcial	: 193 hrs. año.

El consumo diario a plena carga es:  $54,6 \frac{kg}{h} \times 24 \frac{hrs}{día} = 1.310 \text{ kg}$

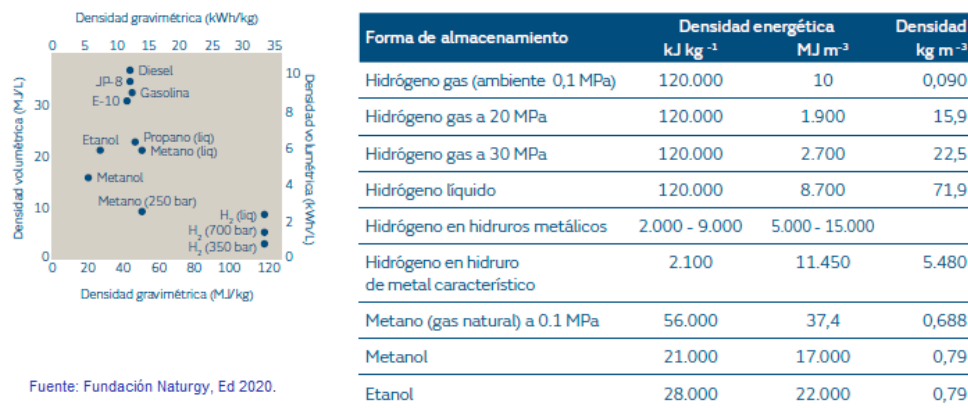
En publicaciones recientes<sup>3</sup> revisadas, se muestran las alternativas actuales de distribución y posterior almacenamiento, como las mostradas a continuación:

<sup>3</sup> “hidrógeno Vector Energético de una economía descarbonizada”; Fundación Naturgy, 2º edición 2020, Pág,95.



**Ilustración 33. Alternativas de distribución y almacenamiento de H2.**

El hidrógeno tiene una densidad volumétrica (energía por unidad de volumen) bastante más baja que cualquier otro combustible convencional, e inclusive varía bastante entre las distintas formas de almacenamiento como se aprecia en la ilustración siguiente:



**Ilustración 34. Densidad energética del hidrógeno según almacenamiento.**

De acuerdo a los valores presentados en esta tabla, en 1 m<sup>3</sup> de volumen solo se pueden almacenar 22,5 kgs de H<sub>2</sub> comprimido a 30 Mpa (300 bar) versus 71,9 kgs de H<sub>2</sub> líquido (LH<sub>2</sub>) y en el caso de H<sub>2</sub> comprimido a 500 bar la densidad es de 33 kg/m<sup>3</sup>. Por lo tanto, para almacenar el hidrógeno requerido por el cogenerador se necesitan los volúmenes siguientes:

**Alternativa 1**

$$\text{Almacenamiento diario H2 comprimido a 300 bar} = 1.310 \text{ kgs} / 22.5 \frac{\text{kgs}}{\text{m}^3} = 58 \text{ m}^3$$

**Alternativa 2**

$$\text{Almacenamiento diario H2 comprimido a 500 bar} = 1.310 \text{ kgs} / 33 \frac{\text{kgs}}{\text{m}^3} = 40 \text{ m}^3$$

**Alternativa 3**

$$\text{Almacenamiento diario (LH2 licuado a -253°C)} = 1.310 \text{ kgs} / 71.9 \frac{\text{kgs}}{\text{m}^3} = 18 \text{ m}^3$$

Por otra parte, es importante determinar la periodicidad del suministro que se haría por camiones de transporte de H<sub>2</sub> comprimido o de H<sub>2</sub> líquido mediante camiones cisterna (actualmente existen). En Europa para distancias menores a 300 km normalmente la

distribución se hace por camiones de transportes en tanques de H2 comprimido, como el de la foto (También en Santiago de Chile, Linde dispone de estos camiones):



Ilustración 35. Camión de transporte H2 comprimido  
(fuente: Linde Group, España)

Si es más alto el transporte se realiza vía camiones cisterna con tanque criogénicos:



Ilustración 36. Camión cisterna H2 liquido (Fuente: Linde Group)

Si el proveedor suministra el combustible por vía terrestre, los camiones de transporte en general pueden trasladar en cada carga, cantidades como:

H2 comprimido a 200 bar	----->	420 kg
H2 comprimido a 500 bar	----->	1.100 kg
LH2 liquido	----->	3.500 kg (camión cisterna)

Es decir, para un consumo de 1.310 kg/día la cantidad de despachos que tendrían que hacer para 3 días de consumo son:

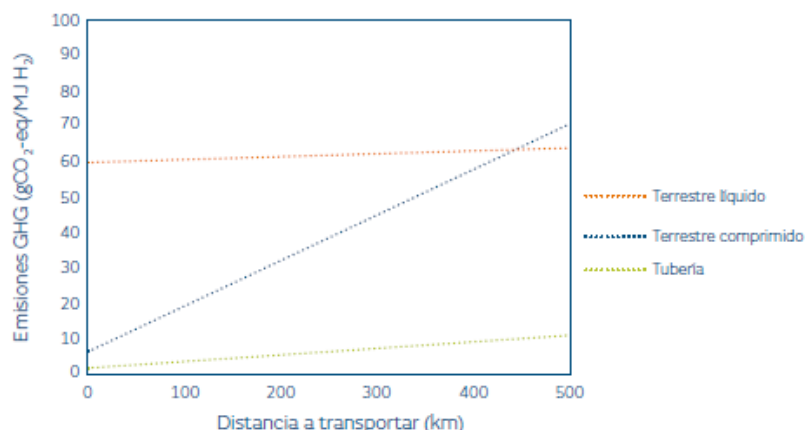
Camión H2 a 200 bar	----->	despachar 3 veces cada día.
Camión H2 a 500 bar	----->	despachar 1 vez cada día.
Camión LH2 liquido	----->	despachar 1 vez cada 3 días.

Desde este punto de vista, conviene entonces recibir y almacenar el H2 líquido. Sin embargo según la fuente consultada todos los casos estudiados el transporte terrestre tiene un impacto ambiental superior al del gasoducto, de modo que, para transportar cantidades masivas de



hidrógeno, es conveniente la utilización de una infraestructura de tuberías, que sería la otra alternativa de distribución del H2.

**Ilustración 37. Impacto ambiental del transporte de hidrógeno**  
(Fuente: Fundación Naturgy, 2020)



Como se aprecia en la gráfica anterior, para el transporte de H2 en fase gas en 200 km se emite la mitad de lo que emite un transporte de LH2 (30 y 60 gCO2/MJ respectivamente).

#### Central de almacenamiento recomendada

No hay reglamento aún en Chile que regule la capacidad máxima de almacenamiento del H2 en instalaciones interiores industriales, pero por ejemplo en el caso del Gas Licuado existe el decreto (DS66 /2007 MINECON) que, si regula el dimensionamiento de los tanques para un proyecto con una cantidad mínima de días de autonomía según el tipo de consumo. Se utilizará un criterio similar para determinar la capacidad de los tanques de almacenamiento considerando las prácticas habituales para casos industriales de alto consumo.

Para los 1.310 kg/h diarios de consumo del cogenerador en su capacidad máxima, se considerará lo siguiente:

**Días de autonomía proyectados : 3 días**  
**Cantidad de hidrógeno : 3.930 kg**

#### Alternativa 1

$$\text{Almacenamiento para H2 comprimido a 300 bar} = 58 \frac{\text{m}^3}{\text{día}} \times 3 = 174 \text{ m}^3$$

#### Alternativa 2

$$\text{Almacenamiento para H2 comprimido a 500 bar} = 40 \frac{\text{m}^3}{\text{día}} \times 3 = 120 \text{ m}^3$$

#### Alternativa 3

$$\text{Almacenamiento para (LH2 licuado a -253°C)} = 18 \frac{\text{m}^3}{\text{día}} \times 3 = 54 \text{ m}^3$$

En el mercado de proveedores existen tanques de diversos tamaños por ejemplo para uso industrial existen capacidades de 30, 60 y 110 m3 que podrían ser utilizados. Si consideramos un tanque estándar comercial de 60 m3, entonces la central tanques quedaría como sigue:

Tabla 29. Central de tanques de H2 requeridos

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

## 6.5.2 Suministro de hidrógeno y sus costos.

Como se indicó anteriormente, no se encuentran actualmente proveedores de hidrógeno Verde en nuestro país y tampoco este estudio contempla diseñar una planta de producción para este combustible. No obstante, es necesario destacar que cualquiera sea el proveedor a considerar, ya sea un proveedor externo o autogeneración in situ, se recomienda contemplar un almacenamiento mínimo para este proyecto. En esta sección se muestra principalmente un resumen de costos esperados para la producción de H<sub>2</sub>, según algunas importantes fuentes de información, que han sido publicados en estudios realizados por organizaciones dedicadas a este tema.

### 1. Fuente: "Estudio de prefactibilidad técnica y económica de la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis para la entidad GNA", GIZ 2021, 30 de abril de 2021.

Según esta fuente el costo del hidrógeno depende de la aplicación o uso final, de manera que los costos esperados del H<sub>2</sub> serían, por ejemplo:

✓ **7 USD/kg.** sería el costo esperable para camiones de servicio pesado competitivos con camiones híbridos a diésel.

✓ **5 USD/kg.** para vehículos eléctricos con celda de H<sub>2</sub>, 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.

El estudio contempló el diseño de una planta fotovoltaica para producir H<sub>2</sub> a **6,44 USD/kg** que sería el precio nivelado del hidrógeno para la producción de 160 kg/día con subvención de un 30% del CAPEX, sin almacenamiento.

### 2. Fuente GIZ 2019, "Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile" edición 2019.

Los precios del H<sub>2</sub> dependen del tipo de planta solar generadora de electricidad, del factor de planta que tenga y según los precios de los electrolizadores del generador de H<sub>2</sub>. Los precios actuales esperados tomando valores de generación eléctrica del año 2017, son:

Proveedor	USD/kg H <sub>2</sub>	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 H<sub>2</sub>.

Según esta fuente, Enap posee una planta productora de H2 gris, a partir de reformado de Gas Natural con vapor en operación desde el año 2006, en la Refinería Aconcagua comuna de Con Con. Dentro del proyecto también se contemplaba la distribución de hidrógeno para clientes externos, con una demanda de alrededor de 4.500 kg/mes (50.000 Nm3), distribuido a través de camiones. Los camiones (tube tráiler) son cargados a 183 bar y temperatura ambiente, y pueden cargar 450 kg a esa presión (5.000 Nm3).

**3. Fuente: Asesoría técnica parlamentaria: "Industria del hidrógeno verde: costos de producción", 2021, Biblioteca Central de Chile, Autor Nicolas García B.**

Esta revisión, hecha para asesoría parlamentaria, se basa principalmente en un reporte de la Agencia Internacional de Energía (IEA) que informa los siguientes precios del hidrógeno:

- ✓ 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 USD/kgH2.**

✓ El costo de producir hidrógeno verde podría caer un 30% hacia 2030 como resultado de la disminución de los costos de energías renovables particularmente eólica y solar junto a la ampliación de la producción de hidrógeno.

✓ El Gas Natural actual está entre 0,9 y 3,2 USD/kg (aprox 17,0 USD /MMBTU)

De acuerdo a esta revisión desde las tres fuentes consultadas se concluye que es razonable considerar entonces lo siguiente:

- ❖ *Hacia el 2030, se espera tener proveedores de H2 para precios de 1,6 USD/kg. en Chile. Este precio es equivalente a 11,8 USD/ MMBTU que compite con Gas Natural.*
- ❖ *Se podría desarrollar actualmente un proveedor de H2 para este Proyecto y obtener precios en el rango de 1,6 a 5,6 USD/kg dado el alto consumo de H2 de este Proyecto de cogeneración (1.310 kg/día).*
- ❖ ***Para nuestro caso de estudio se considerará entonces un precio base de 1,6 USD/kg para el suministro de H2 y se sensibilizarán a valores entre 1,6 y 4 USD/kg, es decir se tomará como referencia el precio del H2 que compite con el Gas Natural.***

## 7 Evaluación económica

La siguiente evaluación económica se estructura como sigue:

- Descripción de los costos asociados del proyecto térmico y eléctrico asociado a la instalación del equipo.
- Definición y evaluación económica detallada de un caso base
- Definición y evaluación económica detallada de un caso con reducción de demanda térmica
- Estudios de sensibilidad sobre parámetros seleccionados

Basado en la selección del equipo de cogeneración realizada en el apartado 6.2 anterior, la evaluación económica se realizará considerando un equipo, cuya potencia eléctrica nominal es 750 [kW]. Cabe mencionar que los equipos evaluados corresponden a equipos con disponibilidad comercial para Chile.

### 7.1 Evaluación de costos

En esta sección se presentan por separado las actividades mínimas de instalaciones que deben ser consideradas para realizar este proyecto en la parte térmica y en la eléctrica, para luego presentar los costos de los equipos principales como el cogenerador CHP y los tanques de almacenamiento de H<sub>2</sub>. Los costos de instalación e integración son estimados en base a estudios y publicaciones realizadas anteriormente por la GIZ.

#### 7.1.1 Proyecto térmico

A continuación, se presenta el listado descriptivo de actividades asociados a la implementación térmica del equipo de cogeneración

Tabla 30. Instalación e Integración del proyecto térmico

<b>INTEGRACION TERMICA</b>	
<b>CAPACIDAD EQUIPO (kW térmicos)</b>	<b>950</b>
<b>Ítem</b>	<b>Cantidad</b>
<b>DESARROLLO DE INGENIERIA</b>	
Realización de ingeniería de detalle	UN
Inscripción proyecto hidrógeno en SEC	UN
Planos y proyecto eléctrico	
Dirección y supervisión	UN
Viajes, desplazamientos y alojamiento	-
<b>EQUIPOS y MATERIALES</b>	
Bombas de recirculación agua caliente	1
Estanque de expansión (viene con el CHP)	1

Estanque de acumulación aislado (viene con CHP)	1
Tuberías circuito agua caliente	120 mt
Instrumentación análoga y válvulas circuito ida y retorno	1
Intercambiador de tubos - tipo para precalentamiento aire	1
Ducto para interconexión gases de escape Cogenerador	60 mt
Estructura soportante ducto	60 mt

<b>MONTAJE CHP</b>	
Mano obra calificada	60 días
Ayudantes	60 días
<b>OBRAS CIVILES (base para CHP)</b>	
Adecuación de superficie	UN
Retiro de equipos y escombros	UN
Mano de obra asociada	30 días

<b>TRASLADO Y OTROS</b>	
Traslado de equipo CHP y componentes	UN
Traslado de Tanques de hidrógeno	UN
Señalética, equipos de protección, gastos administrativos y puesta en marcha	UN

### 7.1.2 Proyecto eléctrico

A continuación, se presenta el listado de costos asociados a la implementación eléctrica del equipo de cogeneración

Tabla 31. Instalación e Integración del proyecto eléctrico

<b>INTEGRACION ELECTRICA</b>	
<b>CAPACIDAD EQUIPO (kW eléctricos)</b>	<b>750</b>
<b>Ítem</b>	<b>Cantidad</b>
Planos y proyecto eléctrico	
Realización de ingeniería de detalle y certificación de instalaciones	UN
Instalación	UN
Viajes, desplazamientos y alojamiento	-
<b>EQUIPOS ELECTRICOS</b>	
Tablero de comando	1
Cableado	200 mt
Canalización e interconexión	200 mt
Medidores	1
<b>OTROS GASTOS</b>	
Señalética, equipos de protección, gastos administrativos y puesta en marcha	UN

### 7.1.3 Costos de equipos e instalaciones

Los costos de instalación e integración de este cogenerador son similares a los costos que han sido publicados tanto en USA como los empleados en Chile válidos para cogeneración con motores. La tabla comparativa a continuación muestra los costos de una instalación de motor según lo publicado por la Agencia de Protección Ambiental EPA de USA:

Tabla 32. Costos de instalaciones de cogeneración en USA

Costo de Capital USD/kW		
<b>Capacidad Nominal (kWe)</b>	<b>1.121</b>	<b>%</b>
Total Equipos	1.475	63,7%
Mano de obra/Materiales	369	15,9%
Subtotal	1.844	
Gerenciamiento proy. y constr.	221	9,6%
Ingeniería y fees	175	7,6%
Contingencias	74	3,2%
Financiamiento		0,0%
<b>Costo total(USD/kW)</b>	<b>2.314</b>	<b>100%</b>

Fuente: Catalog of CHP Technologies, U.S. Environmental Protection Agency, Combined Heat and Power Partnership, September 2017.

Mientras que, en Chile para el proyecto piloto de cogeneración de Cogeneración con Motor implementado por la GIZ<sup>4</sup> en los años 2017, los estudios de factibilidad con valores nacionales fueron realizados y evaluados según costos siguientes:

Tabla 33. Costos de instalación para cogeneración en Chile

Costos Proyecto (USD)		
<b>Capacidad Nominal (kWe)</b>	<b>450</b>	
<b>ITEM</b>	<b>USD</b>	<b>%</b>
Instalacion / Integración	299.800	36,0%
Costo planta CHP	533.120	64,0%
<b>Total</b>	<b>832.920</b>	<b>100,0%</b>
Costo total (USD/kW)	1.851	
Costo mant. (USD ct / kWh)	2,08	USD ct/kWhe

Fuente: Estudio de factibilidad para cogeneración en Hospital público Magallanes, realizado por GIZ.

Al reordenar y comparar ambos costos publicados, resultan costos porcentuales similares como se muestra en la tabla a continuación:

<sup>4</sup> Fuente: "Estudio de factibilidad para la instalación de una planta de cogeneración - Hospital Clínico de Magallanes" para GIZ; Preparado por Berliner Energieagentur GmbH (Agencia de Energía de Berlin) y Gamma Ingenieros S.A.

Tabla 35. Comparativa de costos porcentuales de cogeneración

ITEM	EEUU	Chile
costos del proyecto	7,6%	7,5%
inst y comisiones	28,7%	28,5%
Sub total Instalacion/integracion	36,3%	36,0%
CHP y equipos	63,7%	64,0%
	100,0%	100,0%

Fuente: Elaboración propia

Por tanto, utilizando la composición porcentual del caso nacional y la cotización del equipo de cogeneración 2G de 750 kWe seleccionado, más los costos de tanques de almacenamiento para el H2, se acompañan los resultados globales para este proyecto a continuación:

Tabla 34. Costo planta cogeneración para MVC.

COSTO PLANTA DE COGENERACION – MVC	Cantidad	USD
Equipo Cogeneración 750 kWe	1	779.839
Planta CHP instalada e integrada	1	438.542

Además de los costos anteriores hay que considerar los costos de los tanques de la central de almacenamiento de hidrógeno y el proyecto de Gas para conectarlos al cogenerador de 750 kW eléctricos cuyo consumo es de 54,6 kg/h de H2 equivalentes a 1.820 kW. Estos costos se muestran a continuación:

Tabla 35. Costo central de almacenamiento y proyecto gas

CENTRALES DE ALMACENAMIENTO DE H2	Cantidad	USD
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
<b>Total, instalaciones de Gas (H2 a 54,6 kg/h a 10 bar)</b>		<b>80.000</b>

Fuente: Elaboración propia.

Por último, en la tabla siguiente se muestra el resumen de costos para el proyecto de MVC incluyendo el costo de mantención obtenido a partir de datos del proyecto 4e de GIZ desde cogeneración pilotos.

Tabla 36. Resumen de costos del proyecto MVC

<b>COSTOS PROYECTO - MVC</b>	<b>USD</b>	<b>%</b>
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>	1.625	<i>USD / kWe</i>
<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>

## 7.2 Evaluación económica del proyecto MVC

En esta sección se realiza la evaluación económica del equipo cogenerador seleccionado técnicamente en base a la disponibilidad de proveedores existentes y a los perfiles de demanda de la MVC. Se considera una evaluación económica privada de acuerdo a los siguientes supuestos:

- El equipo se evalúa funcionando a plena carga para reemplazar la mayor cantidad de diésel con los gases de combustión del cogenerador. El equipo opera siguiendo la demanda eléctrica, mientras exista demanda térmica.
- No se considera inyección de electricidad a la red, por lo tanto, no se considera la generación de excedentes.
- Dado que la temperatura de refrigeración del equipo es muy baja respecto a la temperatura de proceso, el equipo disipará el excedente de calor generado por ese medio. El usuario podrá a futuro considerar la utilización de este calor en otra aplicación de baja temperatura.
- El equipo funciona a plena carga durante 6.092 hrs y podría trabajar modulando unas 282 hrs adicionales en algunos períodos con baja demanda térmica. La evaluación es conservadora y considera solo las 6.092 hrs.
- Se determinarán previamente los ahorros económicos por cogeneración según los precios o costos nivelados de suministro del hidrógeno revisados en el apartado 6.5.2.

Los parámetros económicos para la evaluación económica son los siguientes:

Tabla 37. Parámetros básicos de la evaluación económica, base 2022

<b>PARÁMETROS</b>	<b>VALOR</b>
<b>Precio combustible diésel (\$ / lt.)</b>	<b>1016,0</b>
<b>Precio energía eléctrica<sup>5</sup> (\$ / kWh)</b>	<b>62,39</b>
<b>Precio hidrógeno (USD/kg H2)</b>	<b>1,6</b>

<sup>5</sup> Precio monómico estimado 2022” precio de energéticos” planilla Excel-Cogeneración GIZ



Periodo de evaluación		15 años
Tasa de descuento		10%
Tasa de cambio euro	(\$ / EUR)	874.54
Tasa de cambio dólar	(\$ / USD)	873.78

El precio del diésel es el promedio del año 2022 informado por MVC que se comparará contra el promedio de estación de servicio Rancagua<sup>6</sup> exento de impuestos. El precio de la electricidad es estimado como un 75% del Precio Medio de Mercado (PMM) 2022, promedio basado en datos informados por CNE<sup>7</sup>. Se utilizará la moneda de U.S.A a un valor promedio también del año 2022, lo mismo que en el caso del Euro.

En la tabla siguiente, se resumen los resultados obtenidos a partir del análisis de operación del equipo a evaluar:

Tabla 38. Resumen de operación del cogenerador

Potencia eléctrica simulada	750 [kW]	
Horas de funcionamiento Plena carga y modulando	6.092 / 282	
Velocidad de consumo H2 max.	54,6 kg/h	
Energía eléctrica a cogenerar	750 kW	
Calor a entregar por gases a 328°C	947 kW	
Datos de generación	MWh /año	Demanda %
Demanda eléctrica real anual 2022	7.881	100,0
Cobertura de demanda eléctrica con CHP	4.569	<b>58,0</b>
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 diésel	5439	47,3
Consumos de combustibles	lts/año	%
diésel año 2022	1.079.500	100,0
Consumo del diésel de apoyo con Quemador	510.849	47,3
Consumo H2 en CHP (kgs/año)	332.623	<b>52,7</b>

La tabla anterior muestra como el equipo trabajando a plena carga alcanza a cubrir un 58% de la electricidad de la planta y un 52,7% la demanda térmica del secador. Se requiere siempre el apoyo de la red eléctrica actual y del quemador diésel para suplir el faltante a la demanda total. El calor entregado por el cogenerador proviene de los gases calientes de su chimenea,

<sup>6</sup> Precio promedio 812,8 \$/lt, planilla Excel "Cogeneración", hoja "precio de energéticos" GIZ.

<sup>7</sup> Fuente: Reporte mensual Sector Energético, febrero 2023, Comisión Nacional de Energía.

que salen a 328°C, que se mezcla con el aire de secado utilizado por el secador rotatorio. Cabe mencionar que los gases del cogenerador contienen un 9,4% de humedad base seca, producida por la combustión del hidrógeno y principalmente se compone de aire en exceso a una humedad relativa muy baja (0,106%), por lo que no afecta prácticamente al aire en su capacidad de secado.

### 7.2.1 Ahorros según precio del hidrógeno combustible.

Antes de hacer la evaluación económica determinaremos los precios del hidrógeno con los cuales se producen ahorros económicos de operación al cogenerar con este combustible. Basándonos en los datos mostrados en las tablas 38 y 39 anteriores, las facturaciones totales para el caso actual de referencia versus con cogeneración usando hidrógeno, son las siguientes:

Tabla 39. Costos y ahorros de operación con y sin cogeneración.

Caso base			Consumo anual		Precio unitario	Facturación según energético	
Sin Cogenerar	Fuente energía	Proveedor	kWh	lts	\$/unid	\$	USD
	Eléctrica	Red actual	7.881.422	-	62,39	491.705.307	562.734
	Combustible	diésel (lts)	11.487.291	1.079.500	1.016,00	1.096.772.000	1.255.204
					<b>Factura total actual</b>	<b>1.588.477.307</b>	<b>1.817.937</b>

Potencia Cogeneración	750 kW	Consumo anual		Precio unitario	Facturación por energético		
Con Cogener	Fuente energía	Proveedor	kWh	Cantidad	\$/unid	\$	USD
	Eléctrica	de Red	3.312.422	-	62,39	206.655.029	236.507
		Cogenera	4.569.000	-	-	-	-
	Combustible	hidrógeno (kgs)	6.049.356	332.623	<b>1,60</b>	532.197	532.197
		diésel (lts)	5.437.935	510.771	1.016,00	518.943.828	593.907
				<b>Factura total Cogen</b>	<b>726.131.054</b>	<b>1.362.611</b>	

<b>AHORRO BRUTO</b>	<b>862.346.253</b>	<b>455.327</b>
---------------------	--------------------	----------------

Como resultado considerando 1,6 USD/kg H<sub>2</sub>, el precio esperado al 2030 para el hidrógeno, se obtienen ahorros por una suma de USD 455.357 anuales. Al sensibilizar el ahorro frente al precio del hidrógeno, como se muestra en la tabla de a continuación, se puede

estimar el valor del hidrógeno frente al cual ya no existe ahorro y por lo tanto no sería factible cogenerar.

Tabla 40. 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

De acuerdo con esta **tabla los ahorros con cogeneración solo se dan a precios del hidrógeno bajo los 3,0 USD/kg H2**. Esto también se puede observar en el gráfico siguiente:

Ahorros (USD) en Cogeneración vs Precio H2

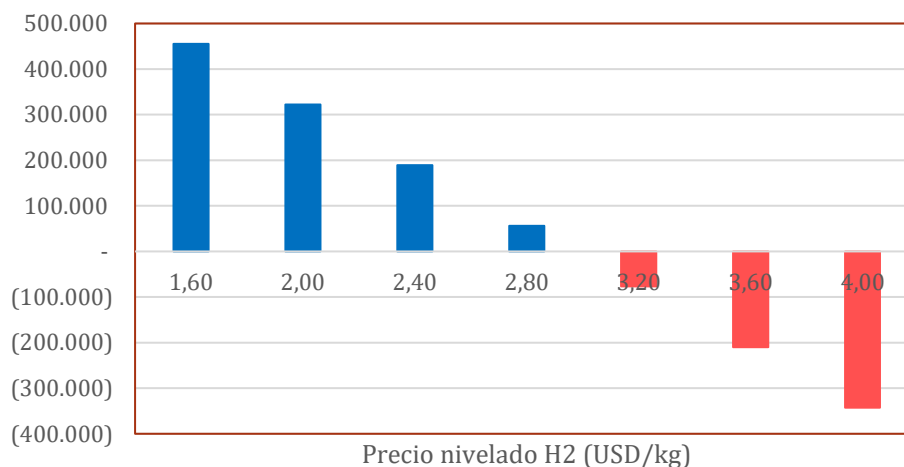


Ilustración 38. Ahorros con cogeneración según precio del H2.

Bajo este análisis la evaluación económica para el caso base solo se realiza a precios del hidrógeno que generan ahorros suficientes para rentabilizar el proyecto.

### 7.2.2 Evaluación económica caso base.

A continuación, se presenta la evaluación económica a nivel de prefactibilidad de la cogeneración con hidrógeno para MVC. Dado el análisis realizado en el apartado anterior, se tomará como caso base el mejor precio esperado del hidrógeno como 1,60 USD/kg H2 junto a los precios de los energéticos diésel y electricidad promedios del año 2022 estimados para la Minera MVC. Para estos precios de los energéticos se consideran tres escenarios alternativos para la evaluación en caso base:

Alternativa 1: en este escenario se considera que MVC contrata el suministro de H2 comprimido con un proveedor externo e invierte en el almacenamiento del hidrógeno comprimido a 500 bar. Para ello requiere de 2 tanques de 60 m3 c/u y sería propietaria de ambos activos.

Alternativa 2: Segundo escenario en que MVC contrata el suministro de hidrógeno líquido a un proveedor externo e invierte solo en 1 tanque de almacenamiento propio, pero de tipo criogénico. MVC también sería dueña del tanque.

Alternativa 3: Tercer escenario, la MVC contrata el suministro del hidrógeno líquido incluyendo un tanque de almacenamiento criogénico en calidad de comodato a un proveedor externo. No se considera pago por arriendo del tanque.

Tabla 41. Resultados evaluación económica para cogeneración con hidrógeno.

Evaluación económica propuesta	Caso de referencia	Cogeneración		
Potencias eléctricas	1100 [kW]	750 [kW]		
<b>Inversión inicial (USD)</b>				
		Alt1 H2 500 bar	Alt2 LH2	Alt3 LH2
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 DIÉSEL	1.255.204	593.907		
Compra de combustible H2		532.197		
Compra de electricidad	562.734	236.507		
Excedente de generación eléctrica	-	-	-	-
Costos totales anuales	1.817.937	1.362.611		
Ahorro bruto por cogeneración		455.327		
Mantenimiento y servicio técnico	-	95.035		
Ahorro neto en cogeneración	-	360.291		
<b>Resumen indicadores económicos</b>				
Payback simple	Años	8,5	5,6	3,6
Valor actual neto, VAN	USD	-486.489	373.570	956.661
Tasa interna de retorno, TIR	%	7,1%	13,2%	21,9%
Razón VAN / Inversión	%	-	18,5%	73,7%

Nota: Evaluación para 1,6 USD/kg H2; diésel a 1.016,0 \$/lt; electricidad a 62,39 \$/kWh y un horizonte de 15 años.

Los resultados de esta evaluación corresponden a una evaluación privada sin financiamiento y los resultados son muy auspiciosos habiendo utilizado un precio esperado de 1,6 USD/kg H<sub>2</sub> que según revisiones hechas por la IEA y GIZ, es un valor que posible de obtener en 2030. **La alternativa 3 con H<sub>2</sub> líquido y almacenamiento de propiedad del proveedor del H<sub>2</sub>, es mucho más atractiva, con un VAN de USD 956.661 casi 3 veces más que el VAN de la alternativa 2 con almacenamiento propio.** Mientras que con **almacenamiento propio de H<sub>2</sub> comprimido el proyecto no es rentable a menos que el proveedor de H<sub>2</sub> incluyera uno de los tanques de almacenamiento en el contrato de suministro.**

El escenario más favorable, alternativa3, el payback simple es de 3,6 años y la TIR es 21,9% seguida por la alternativa 2 con 5,6 años de retorno y un 23,2% en la TIR.

En esta evaluación se consideró el valor del Overhaul USD 180.000 ya que este se requiere después de los 60.000 hrs de operación, lo que en este caso se cumpliría al final del año 10 de la evaluación. También se consideró el costo de mantención del cogenerador de 2,08 ct USD/kWh que es un valor bastante conservador para el caso chileno.

Si bien esta evaluación se realizó para 15 años, **a los 10 años los resultados para la alternativa 3 es un VAN positivo de USD 561.448 y 19,3% TIR y para la alternativa 2 a los 11 años se tiene un VAN de USD 17.296 con una TIR de 10,2%.**

### 7.2.3 Equipo evaluado

A continuación, se presentan las principales características técnicas del equipo CHP propuesto, el equipo viene en container mostrado en ilustración N°31 del apartado 6.2.

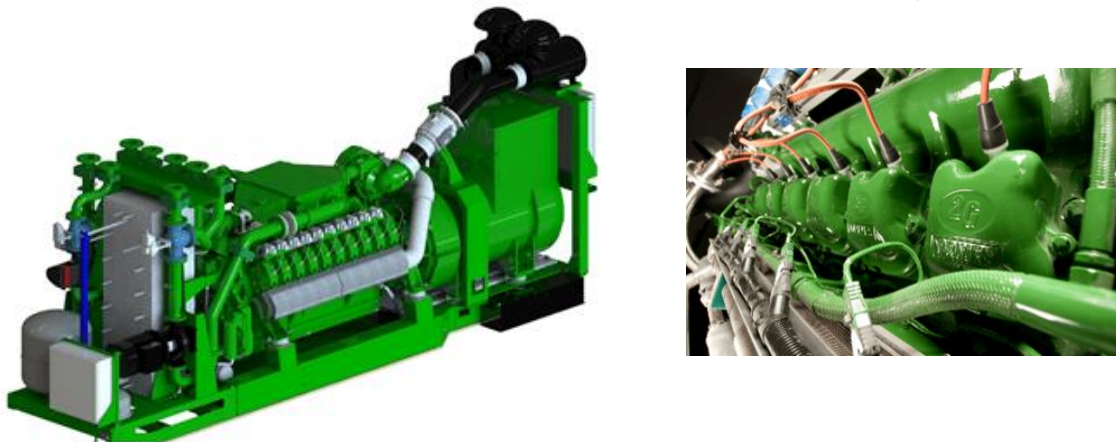


Ilustración 39. Imagen ilustrativa del motor del cogenerador propuesto

A continuación, en la tabla siguiente, se muestran las características mecánicas del equipo seleccionado:

Tabla 42. Características técnicas de equipo propuesto Plug & Play

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

(\*) No incluye peso del container.

En las siguientes ilustraciones se presenta el DPTEU y DPE horario ordenado de forma decreciente, junto a la generación de energía térmica y eléctrica del equipo CHP propuesto.

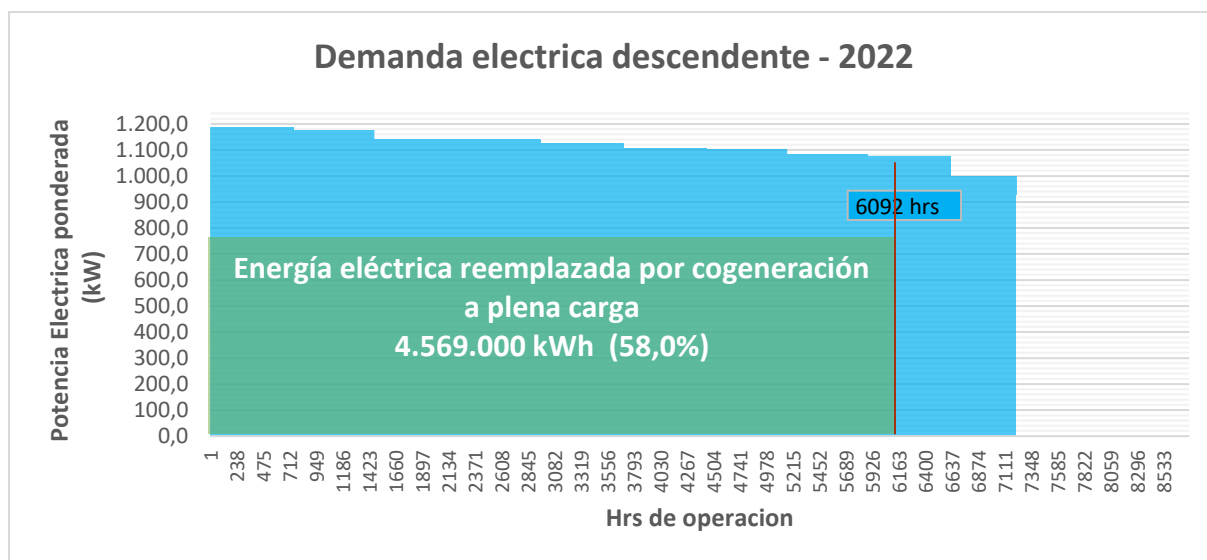
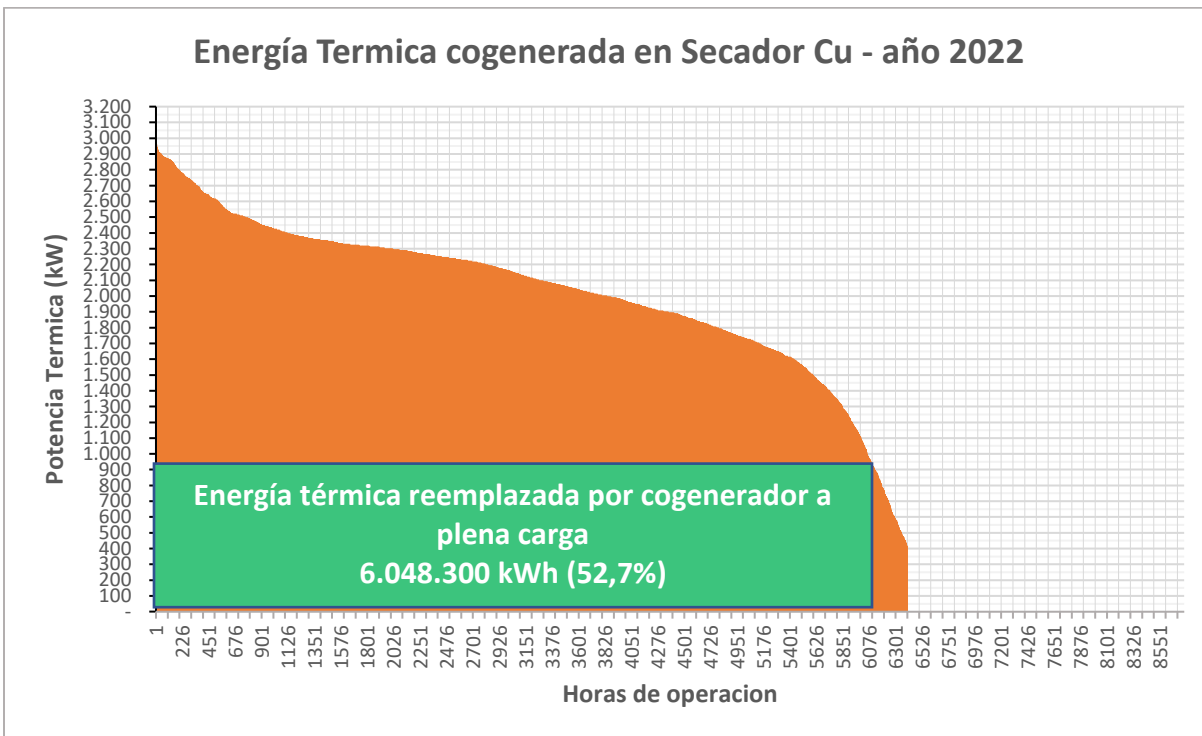


Ilustración 40. Demanda eléctrica anual y autogeneración con equipo propuesto.



**Ilustración 41. Demanda térmica anual y autogeneración con equipo propuesto.**

En la ilustración 39 se muestra la energía eléctrica autogenerada por cogeneración y que dadas las condiciones limitantes eléctricas de la planta Baja MOLI, en donde se encuentra la planta de secado rotatorio, el equipo CHP propuesto opera siguiendo la demanda eléctrica, sin sobrepasar de los 750 kW (en esta condición se puede reemplazar una mayor demanda de diésel). Las horas de operación a plena carga (6.092 hrs) las define la demanda térmica del secador como se observa en la ilustración N°40, puesto que en el resto de las horas las demandas térmicas son menores que las cogeneradas a plena carga por el equipo (950 kW térmicos). Por otro lado, en la ilustración 41 se observa que no existirán instancias en que la cogeneración será superior a la demanda eléctrica, por lo tanto, en ningún caso estará inyectando energía a la red en esta cogeneración. En definitiva, el equipo operará en paralelo con la red eléctrica y con el quemador actual, los cuales serán los encargados de aportar la energía restante para suplir la demanda total de las instalaciones consideradas en este estudio.

### 7.3 Estudios de sensibilidad para evaluación privada.

En el estudio de sensibilidad se analizan la variación de los indicadores económicos de la evaluación privada frente a cambios en las siguientes variables:

- Costos de inversión
- Precio de la energía eléctrica
- Precio del diésel
- Precio del hidrógeno
- Ahorros por potencia

### 7.3.1 Sensibilización de costo de inversión

El efecto de variación del monto total de la inversión se ha estudiado en un rango de  $\pm 60\%$  de la inversión para cada escenario. Como se observa en la siguiente ilustración, solo las alternativas 2 y 3 son rentables en el caso base actual y la alternativa 1 resulta ser rentable solo si la inversión disminuye más de un 20% de su valor base. Esto último se lograría por ejemplo si el proveedor del H2 asumiera el costo de uno de los tanques de almacenamiento del H2 comprimido.

De los tres casos estudiados el escenario más favorable, la alternativa 3 es siempre rentable aun cuando la inversión fuera más alta en hasta un 60%. Por otra parte, la alternativa 2 se mantiene rentable solo si la inversión no subiera más de un 20%.

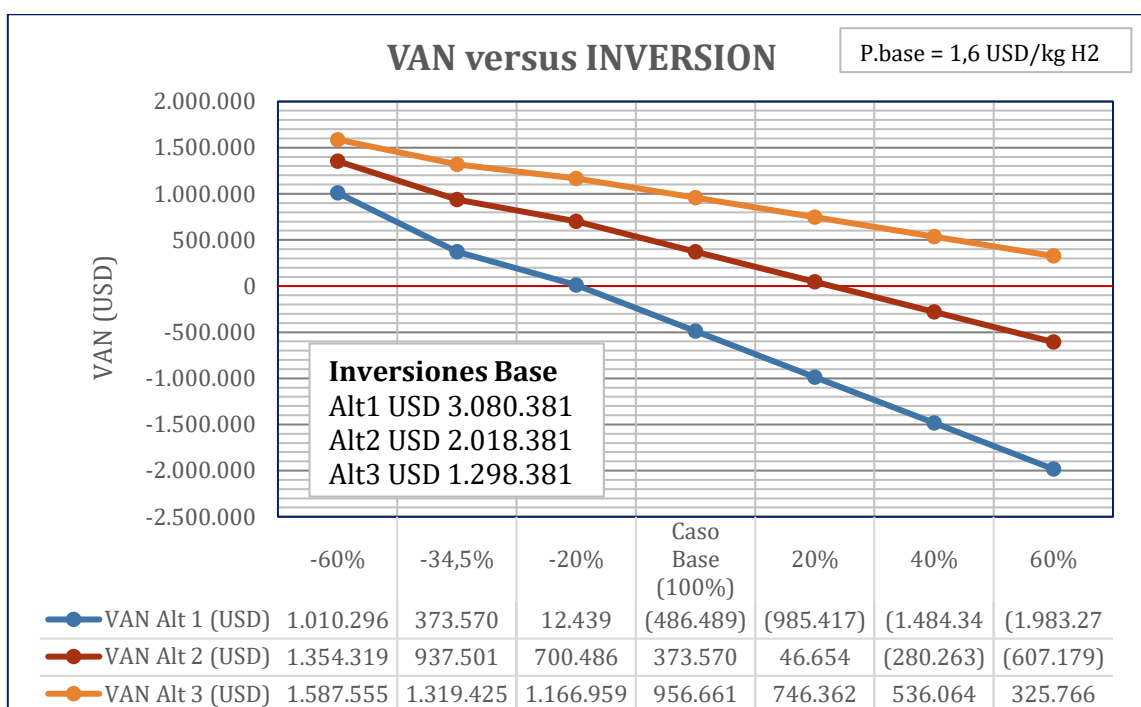


Ilustración 42. Sensibilización de la inversión

### 7.3.2 Sensibilización del precio de la electricidad

La variación del precio de la electricidad se ha estudiado en un rango de 60% a 140% del precio base 62,39 \$/kWh equivalente a un 75% del PMM promedio 2022.

#### Escenario Alt1: hidrógeno comprimido con almacenamiento propio.

Tal como se observa en la siguiente tabla e ilustración, **el proyecto con hidrógeno comprimido es rentable solo si el precio de la energía eléctrica es un 25% mayor que el caso base, es decir aumentar alrededor de unos 90 USD/MWh, donde el VAN sería prácticamente cero alcanzando un periodo de retorno de casi 6 años con una TIR de 9,9%.**



Tabla 43. Sensibilización con precio de la energía para H2 comprimido

Indicadores Económicos ALT 1			
Precio Electr.	TIR	PAYBACK (años)	VAN (USD)
60%	2,1%	9,5	-1.230.883
70%	3,4%	8,6	-1.044.785
80%	4,7%	7,9	-858.687
<b>Precio base</b>	<b>7,1%</b>	<b>6,8</b>	<b>-486.491</b>
120%	9,3%	5,9	-114.295
130%	10,4%	5,6	71.803
140%	11,5%	5,3	257.901

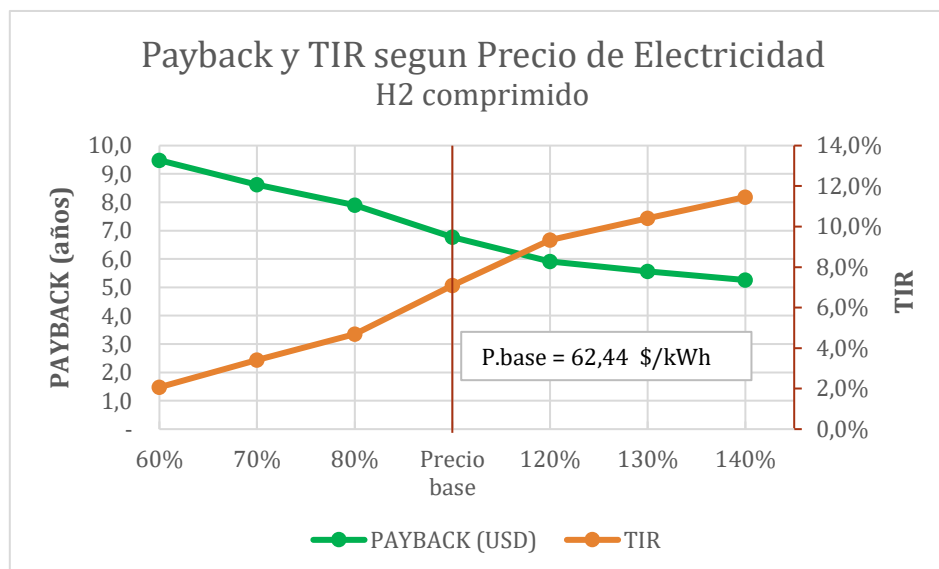


Ilustración 43. Sensibilización precio de la energía- caso con H2 comprimido.

**Escenario Alt2: hidrógeno líquido con almacenamiento propio.**

Por otra parte, sensibilizando para el segundo escenario se obtienen los resultados siguientes: **El proyecto con suministro de H2 líquido y un tanque de almacenamiento propio, es rentable con un precio de la electricidad hasta un 20% menor al valor base o de referencia, es decir hasta un valor de 50,0 \$/kWh equivalentes a 57,1 USD/ MWh.** En este caso la TIR del proyecto sería de un 10% y su payback de 7,9 años.

Por otra parte, si el precio de la electricidad subiera un 20% hasta 85,7 USD/MWh el VAN es muy rentable en USD 745.763 una TIR de 16,2% y un payback de 5,2 años.

Tabla 44. Sensibilización con precio de la energía para H2 líquido

Indicadores Económicos ALT 2			
Precio Electr.	VAN (USD)	TIR	PAYBACK
60%	-370.824	6,6%	10,6
70%	-184.726	8,3%	9,1
80%	1.372	10,0%	7,9
<b>Precio base</b>	<b>373.568</b>	<b>13,2%</b>	<b>6,3</b>
120%	745.763	16,2%	5,2
130%	931.861	17,6%	4,8
140%	1.117.959	19,0%	4,5

Es decir, **el proyecto de secado con cogeneración abastecido con hidrógeno líquido tiene un gran potencial para ser implementado**, ya sea con un proveedor externo del combustible o inclusive con autogeneración del hidrógeno in situ. En cualquier caso, **se recomienda evaluar técnicamente esta última posibilidad dado que en este estudio se encontró un potencial para la cogeneración con un alto consumo de hidrógeno de 1.310 kg/día para el proceso de secado de la MVC.**

En la ilustración 44 se pueden observar los rangos de Paybak y TIR en que puede ser desarrollado este proyecto:

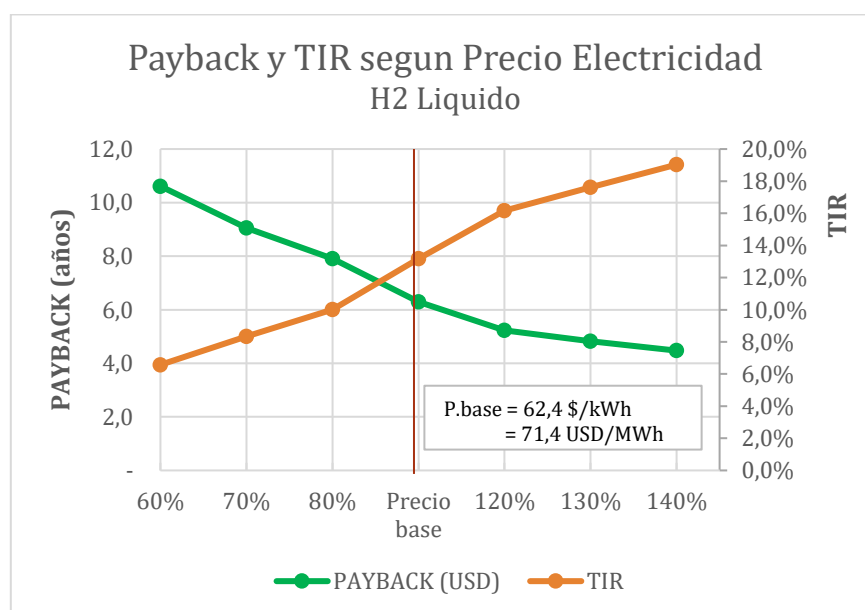


Ilustración 44. Sensibilización precio energía – caso con H2 líquido tanque propio

Escenario Alt3: hidrógeno líquido sin almacenamiento propio.

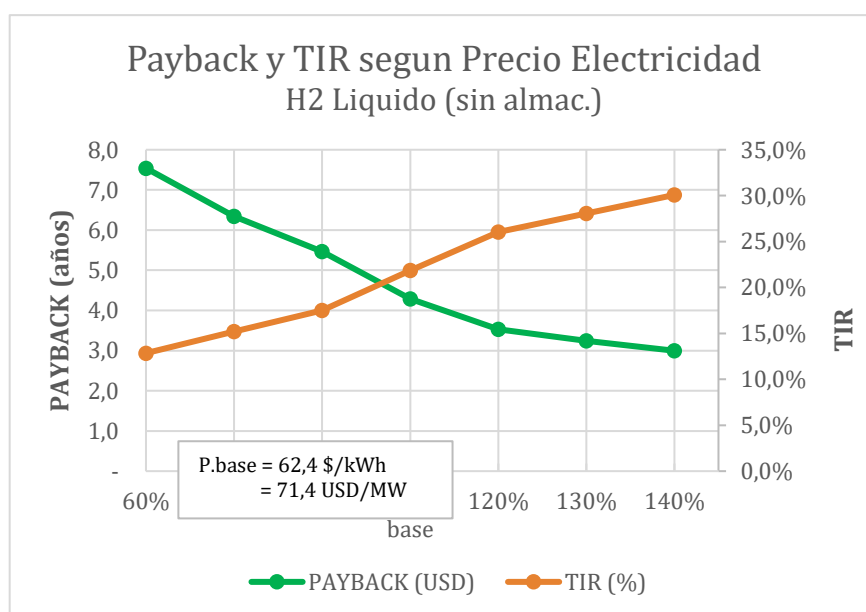
En este caso el proveedor del hidrógeno asegura la autonomía mínima de 3 días de almacenamiento con capacidad propia. De esta manera MVC realizaría una mínima inversión y tal vez solo pagaría un arriendo de tanque, agregado al precio del combustible. Este es un caso que perfectamente podría llegar a ofrecer un proveedor, tal como lo hacen hoy en día los grandes distribuidores de Gas licuado.

**El proyecto con suministro de H2 líquido y autonomía asegurada por el proveedor, es el más rentable de los escenarios considerados y es siempre rentable aún con precios de la electricidad tan bajos como un 60% del precio base o de referencia actual, es decir con un precio de 42.8 USD/MWh de la energía eléctrica.**

La tabla y figura a continuación muestran los valores del VAN; TIR y Payback esperados para este escenario.

Tabla 45. Sensibilización con precio de la energía - H2 líquido sin tanques.

Indicadores Económicos ALT 3			
Precio Elect.	VAN (USD)	TIR	PAYBACK
60%	212.266	12,8%	7,5
70%	398.364	15,2%	6,3
80%	584.462	17,5%	5,5
<b>Precio base</b>	<b>956.658</b>	<b>21,9%</b>	<b>4,3</b>
120%	1.328.854	26,0%	3,5
130%	1.514.952	28,1%	3,2
140%	1.701.050	30,1%	3,0



Ilustración

Sensibilización precio energía – caso H2 líquido sin tanque.

45.

### 7.3.3 Sensibilización del precio del diésel.

A continuación, se revisa el proyecto frente a variaciones del precio del diésel.

**Escenario Alt1: hidrógeno comprimido con almacenamiento propio.**

**Para el proyecto con hidrógeno comprimido** se obtuvo la tabla 47 con los resultados de la sensibilización por precio de diésel. Aquí se aprecia que con un precio equivalente a un 120% del precio base, el proyecto pasa a ser rentable con un VAN positivo. En la práctica este proyecto sería rentable si el precio del diésel sube un 15% aproximadamente a 1.168,4 \$/lt donde tendría una TIR de 10% y un payback de 6 años según se aprecia también en el gráfico de la ilustración que se acompaña a continuación:

Tabla 46. Sensibilización del precio diésel para hidrógeno comprimido

Indicadores Económicos ALT 1			
Precio diésel	TIR	PAYBACK (años)	VAN (USD)
60%	-4,5%	16,1	-1.995.455
70%	-1,0%	12,0	-1.618.214
80%	2,0%	9,5	-1.240.973
<b>Precio base</b>	<b>7,1%</b>	<b>6,8</b>	<b>- 486.491</b>
120%	11,5%	5,2	267.991
130%	13,6%	4,7	645.232
140%	15,5%	4,3	1.022.472

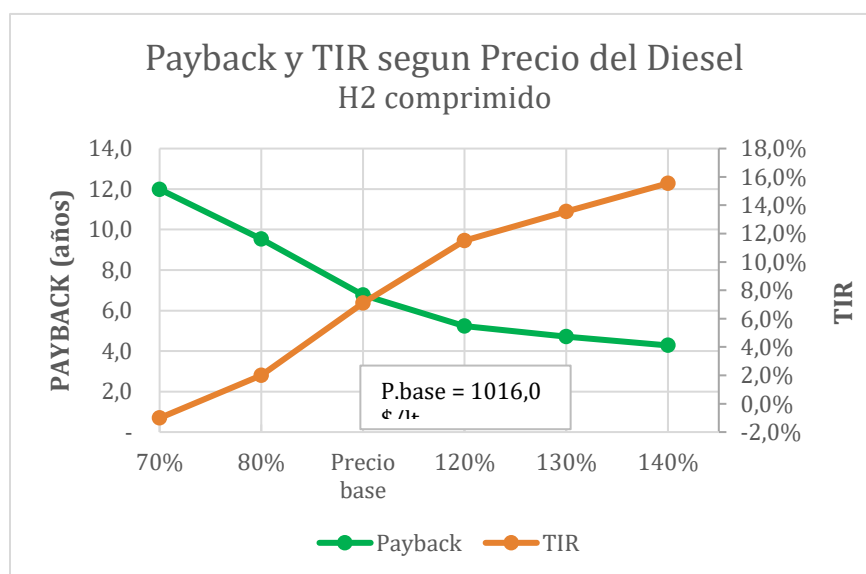


Ilustración 46. Sensibilización Precio diésel - caso con H2 comprimido.  
**Escenario Alt2: hidrógeno líquido con almacenamiento propio.**

Para el proyecto utilizando hidrógeno líquido se obtuvo la tabla de sensibilización a continuación:

Tabla 47. Sensibilización Precio diésel – caso H2 líquido

Indicadores Económicos ALT 2			
Precio diésel	VAN (USD)	TIR	PAYBACK (años)
Sensibilización precio diésel para H2 líquido			
60%	-1.135.396	-2,1%	35,9
70%	-758.155	2,6%	6,5
80%	-380.914	6,5%	10,7
<b>Precio base</b>	<b>373.568</b>	<b>13,2%</b>	<b>6,3</b>
120%	1.128.049	19,1%	4,5
130%	1.505.290	21,9%	3,9
140%	1.882.531	24,6%	3,4

Aquí los valores nuevamente son mucho más favorables para el proyecto con H2 líquido, siendo rentable aún con un precio del diésel 10% menor que el base. **Es decir, es rentable con un precio del diésel de hasta 914,4 \$/lt, equivalente a un 90% del precio base, con payback de 8 años y una TIR de 10%.** Este proyecto al precio base actual ya es rentable con un VAN de USD 373.458, una TIR alta de 13,2% y un retorno en 6,3 años.

La gráfica a continuación muestra los rangos en que la TIR y el Payback se mueven en este análisis de sensibilidad del proyecto:

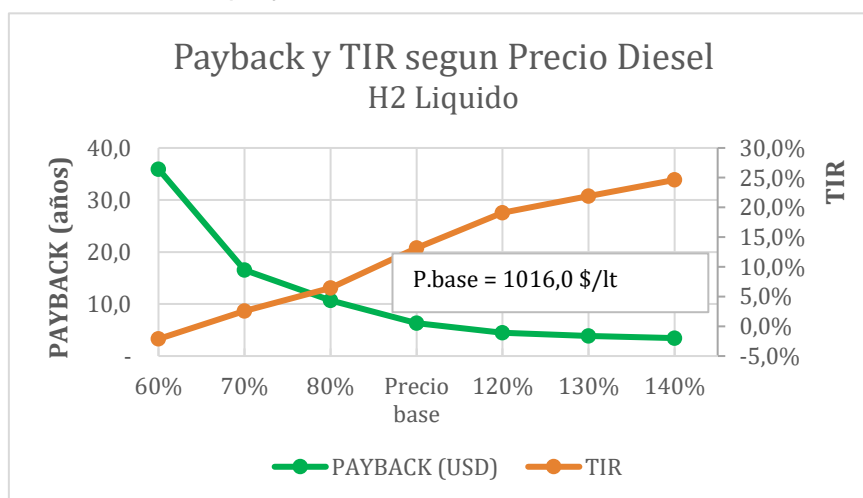


Ilustración 47. Sensibilización del precio diésel – caso con H2 líquido

Escenario Alt3: hidrógeno líquido sin almacenamiento propio.

Este escenario es el más favorable porque no requiere inversión en tanque de almacenamiento, considera que lo asume el proveedor. Los resultados en este caso se muestran en la tabla y gráficos a continuación:

Tabla 48. Sensibilización Precio diésel – caso H2 líquido sin tanques.

Indicadores Económicos ALT 3			
Precio diésel	VAN (USD)	TIR	PAYBACK (años)
Sensibilización precio diésel para H2 líquido			
60%	-552.305	1,3%	34,0
70%	-175.065	7,5%	12,4
80%	202.176	12,7%	7,6
<b>Precio base</b>	<b>956.658</b>	<b>21,9%</b>	<b>4,3</b>
120%	1.711.140	30,2%	3,0
130%	2.088.381	34,2%	2,6
140%	2.465.622	38,2%	2,3

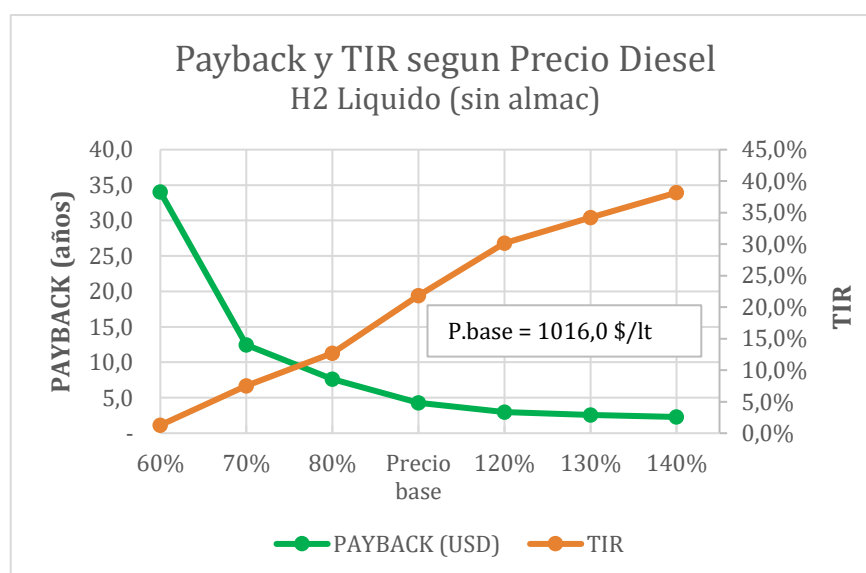


Ilustración 48. Sensibilización del precio diésel – caso con H2 líquido sin tanque

El payback al precio base del diésel es de 4,3 años y TIR de 21,9% siendo altamente rentable y dejaría de ser rentable si el precio del diésel cayera más de un 25% bajo un valor de 762 \$/lt..

### 7.3.4 Sensibilización del precio del hidrógeno

El precio del hidrógeno Verde como combustible, como ya se revisó anteriormente en 6.5.2 varía dependiendo de la fuente energética utilizada para su producción y del tamaño de planta o inversión necesaria. El rango de precios de hidrógeno Verde se considera entre 1,6 y 4,0 USD/kg para el suministro desde proveedores que puedan ofrecer solo el abastecimiento como también incluir el almacenamiento. Los resultados se muestran en la tabla y gráficos a continuación:

Tabla 49. Sensibilización precio hidrógeno

VAN (USD) vs PRECIO DEL HIDRÓGENO				
(USD/kg H2)		Alt 1	Alt 2	Alt 3
<b>Precio Base</b>	<b>1,6</b>	<b>-486.491</b>	<b>373.568</b>	<b>956.658</b>
125%	2,0	-1.245.479	-385.420	197.671
150%	2,4	-2.004.466	-1.144.408	-561.317
175%	2,8	-2.763.454	-1.903.395	-1.320.305
200%	3,2	-3.522.441	-2.662.383	-2.079.292
<b>225%</b>	<b>3,6</b>	<b>-4.281.429</b>	<b>-3.421.370</b>	<b>-2.838.280</b>
<b>250%</b>	<b>4,0</b>	<b>-5.040.416</b>	<b>-4.180.358</b>	<b>-3.597.267</b>

Se observa claramente que solo las alternativas 2 y 3 son rentables con precios entre 1,6 y 2,0 USD/kg. Sin duda la mejor rentabilidad la tiene la alternativa 3 en la que el proveedor asume el costo del almacenamiento y el precio puede ser hasta un 25% mayor que el base, es decir hasta 2,1 USD/kg H2 (ver gráfico ilustrativo).

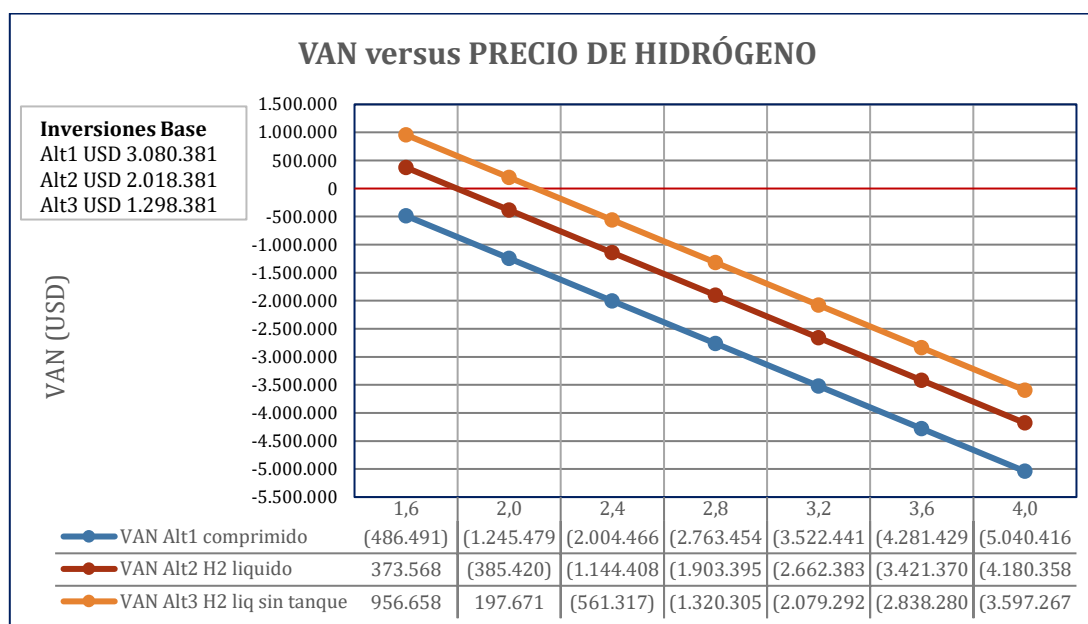


Ilustración 49. Sensibilización con precio del hidrógeno.

La alternativa 3 aumenta su Payback de 4,3 a 7,6 años y la TIR baja de 21,9% a 12,7% frente a un aumento del precio del hidrógeno de 1,6 a 2,1 USD/kg.

### 7.3.5 Sensibilización del ahorro por potencia

Esta variable sensibilizada es tremendamente importante para la cogeneración y debe ser vigilada con mucha dedicación monitoreando su operación para que genere a su máxima capacidad, muchas horas año para rentabilizar los proyectos. **La alternativa 3 sigue siendo rentable aun cuando trabaje hasta 65% de su potencia nominal, mientras que la alternativa 2 solo puede aceptar trabajar hasta un 85%, ya el proyecto puede bajo esos valores podrían llegar a no ser rentables, tal como lo muestra la tabla de resultados y grafico siguientes:**

Tabla 50. Sensibilización del VAN por potencia de la carga

VAN (USD) vs POTENCIA DE LA CARGA			
Caso Escenario	Alt 1	Alt 2	Alt 3
100%	-486.491	373.568	956.658
75%	-1.130.117	-270.058	313.032
50%	-1.762.405	-902.346	-319.255

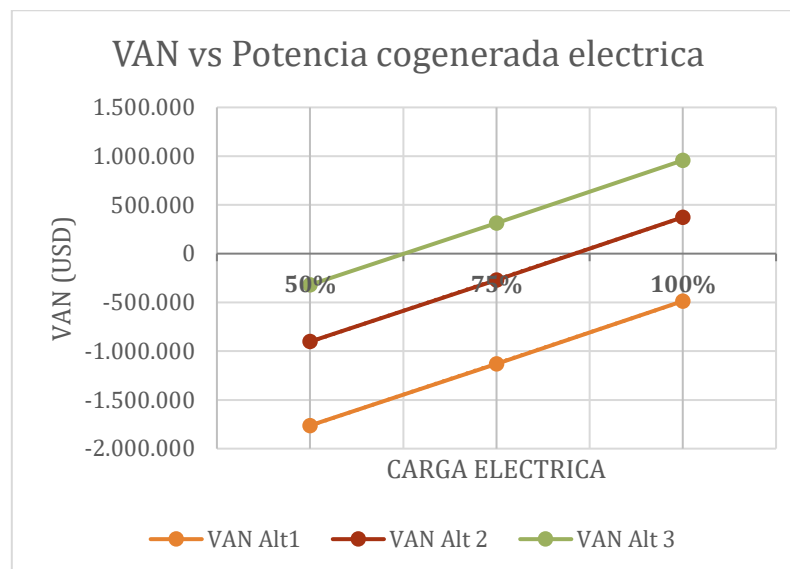


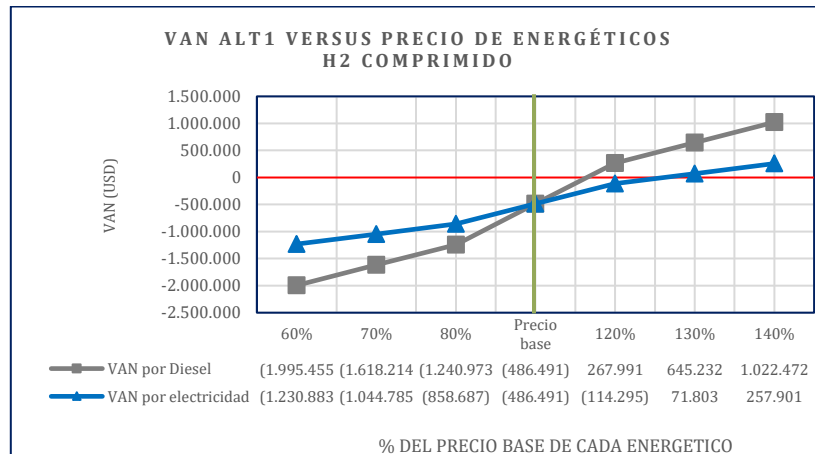
Ilustración 50. Sensibilización con potencia eléctrica cogenerada.

Esto podría ocurrir solo si el equipo tuviera muchas detenciones o problemas, que se producen cuando los equipos no son mantenidos lo cual es difícil que ocurra cuando se trabaja con un programa rígido de servicio, que por definición la cogeneración debe mantener. De todas maneras, la demanda térmica es muy alta durante muchas horas, y el equipo se encuentra dimensionado para no sobrepasar las demanda eléctricas ni térmicas durante todas las horas de operación del secador.

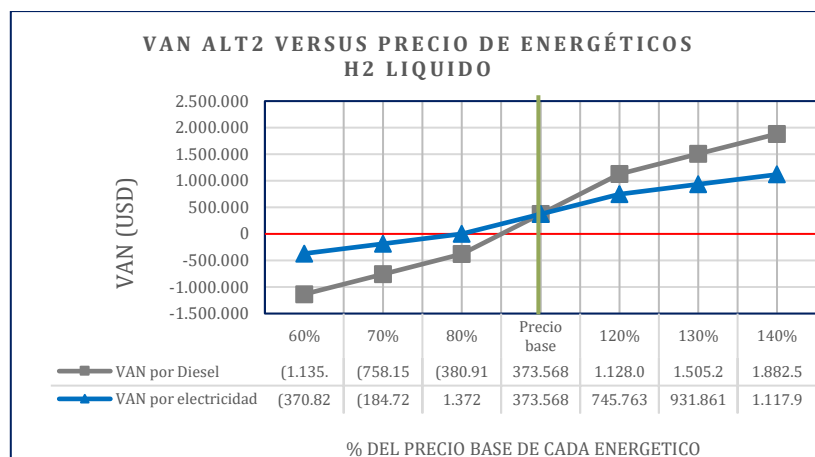


### 7.3.6 Influencia de los precios de energéticos en la rentabilidad

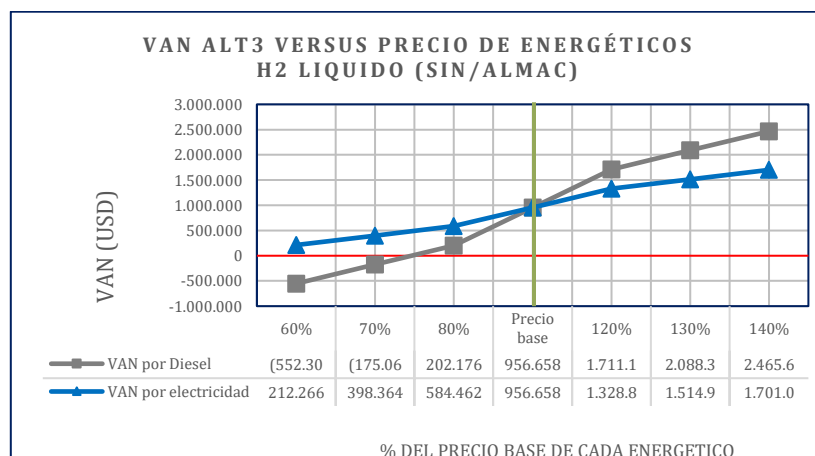
Finalmente se revisa como es que influyen los precios de los distintos energéticos en el VAN del proyecto en cada escenario, tomando como base el precio del H2 a 1,6 USD/kg.



1,6 USD/ kg H2  
62,4 \$/kWh  
1.016,0 \$/l diésel



1,6 USD/ kg H2  
62,4 \$/kWh  
1.016,0 \$/l diésel



1,6 USD/ kg H2  
62,4 \$/kWh  
1.016,0 \$/l diésel

Ilustración 51. Influencia de los precios en el VAN del proyecto

Claramente se observa que en todos los casos el precio del diésel es el que más afecta a las rentabilidades del proyecto. También se observa que la alternativa 3 aguanta ser rentable hasta 75% del precio del diésel de caso base y con precios eléctricos bajísimos hasta un 60% del precio base utilizado en la evaluación del proyecto.

**Es decir, el precio de la electricidad puede caer en hasta un 40% del valor base y aún el proyecto es rentable, mientras que con el diésel una caída de un 25% aproximadamente ya deja el proyecto con un Van casi cero.**

## 8 Normativa vigente

Actualmente no existe en Chile un reglamento para las instalaciones de hidrógeno en materias de diseño, construcción, puesta en servicio, operación, mantenimiento, inspección y término definitivo de las instalaciones. Solo existe normativa para el manejo o transporte de algunos gases de uso industrial tal como el hidrógeno en cilindros, que no es el caso en este proyecto. Sin embargo, a nivel de instalaciones eléctricas interiores e industriales los reglamentos y normativas son bastante amplios y deben ser aplicados obligatoriamente en todos los aspectos involucrados.

La superintendencia de Electricidad y combustibles (SEC) es el organismo del Estado responsable de la fiscalización de los proyectos e instalaciones eléctricas y combustibles que ya están reglamentados. Mientras no se encuentra desarrollada la normativa y reglamentos para utilizar el hidrógeno como combustible, tiene la potestad para recibir declaraciones de instalaciones de hidrógeno en base a normativas extranjeras en aquellas situaciones en que los reglamentos nacionales no las contemplen. Cabe destacar que todo proyecto de instalaciones energética es obligatorio que sean registradas<sup>8</sup> ante la SEC y para el caso del hidrógeno que no está regulado aún, ya emitió un procedimiento de inscripción<sup>9</sup> a ser considerado en este proyecto cuyas principales condiciones son:

- 1. Estas tecnologías deberán estar técnicamente respaldadas en normas, códigos o especificaciones nacionales o extranjeras, así como en prácticas recomendadas de ingeniería internacionalmente reconocidas.*
- 2. Estos deberán estar técnicamente fundamentados en normas internacionalmente reconocidas, como lo son ANSI, ASME, ASTM, AWS, BS, EN, ISO, NFPA, UNE o por estudios específicos o técnicos.*
- 3. La autorización del proyecto especial de hidrógeno establecerá las condiciones para su implementación de acuerdo con las especificaciones técnicas presentadas, antecedentes que son parte integrante del proyecto.*
- 4. La autorización de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles permitirá posteriormente al interesado registrar previo a la puesta en servicio, las instalaciones del proyecto, cumpliendo así con la reglamentación vigente*

Nótese que, para inscribir una instalación de hidrógeno, según el punto 4, lo primero que hay que hacer es solicitar la autorización del proyecto. Una vez que esta solicitud haya sido autorizada por la SEC el interesado podrá ejecutar el proyecto y luego deberá registrarlo antes de ponerlo en servicio.

<sup>8</sup> Artículo segundo del Decreto con Fuerza de Ley N°1, de 1978, del Ministerio de Minería.

<sup>9</sup> Guía de Apoyo para Solicitud de Autorización de Proyectos Especiales de hidrógeno, SEC.

Otra consideración a tener presente, si bien esta guía indica que la presentación de la solicitud de autorización la debe hacer el interesado, sin indicar si es un experto o un profesional especialista, se recomienda para este proyecto ser asesorado por especialistas en proyectos energéticos en conjunto con instaladores registrados ya sea eléctricos y de gas con experiencia industrial. Sobre todo, porque de todas maneras el proyecto tendrá que cumplir con los reglamentos vigentes nacionales que sean aplicables. Algunas de estas regulaciones nacionales importantes de señalar son las siguientes:

#### **Instalaciones eléctricas:**

- a. **Decreto Supremo N° 8, de 31.01.2019, del Ministerio de Energía**, que aprueba el reglamento de seguridad de las instalaciones de consumo de energía eléctrica, publicado en el Diario Oficial de 05.03.2020.
- b. **Reglamento de Seguridad de las Instalaciones de Consumo de Energía Eléctrica en Chile (RIC)**, también llamada "Pliegos Técnicos" SEC - RIC 1 al 19 - Normativa Eléctrica Nacional (Chile) : Establece las exigencias mínimas que deben ser consideradas en el diseño, construcción, puesta en servicio, operación, reparación y mantenimiento de toda instalación de consumo de energía eléctrica hasta el punto de conexión del cliente final con la red de distribución, para que su funcionamiento sea en condiciones seguras para las personas y las cosas
- c. En particular para este Proyecto de Cogeneración se deberá tener presente **la norma de Autogeneración de electricidad: Pliego Técnico RIC -09** Las disposiciones de este pliego técnico son aplicables al diseño, ejecución, inspección y mantenimiento y conexión de todas las instalaciones de consumo de energía eléctrica que dispongan de sistemas de autogeneración que entregan la energía generada a la instalación de consumo de forma simultánea a la suministrada por la empresa distribuidora y que No Inyectan esta energía a la red eléctrica de distribución.
- d. **También para este proyecto se deberá considerar especialmente los Pliegos técnicos: RIC - 11 para instalaciones especiales; RIC -12 para ambientes explosivos; RIC-18 presentación de proyectos y RIC-19 de puesta en servicio.**

#### **Instalaciones de combustibles:**

No hay reglamento para el hidrógeno, pero si los hay para combustibles cuyas instalaciones se encuentren cerca de líneas o almacenamiento de hidrógeno, que de todas maneras habrá que tener en cuenta, como los indicados a continuación:

- a. **Decreto Supremo N°66/2007 del Ministerio de Economía. "Reglamento de Instalaciones interiores y de medidores de gas"**. Este reglamento contiene las medidas de seguridad para instalaciones de redes y equipos que utilizan Gas Natural y Gas Licuado de petróleo, dentro de las cuales indica distancias mínimas que respetar a otras redes de energías.
- b. **Decreto Supremo N° 108/2013 del Ministerio de Energía, "Reglamento de Seguridad para las Instalaciones de Almacenamiento, Transporte y Distribución de Gas Licuado de Petróleo y Operaciones Asociadas"**. Este reglamento en la parte de almacenamiento incluye normas que indican las distancias mínimas a considerar entre tanques de Gas licuado de Petróleo y tanques de hidrógeno.
- c. **Decreto Supremo N°160/2009 del Ministerio de Economía, "Reglamento de seguridad para las instalaciones y operaciones de producción y refinación, transporte, almacenamiento,**

*distribución y abastecimiento de combustibles líquidos*". Este reglamento también tiene indicaciones de distancias entre tanques de combustibles líquidos (como el petróleo y otros) y tanques de diversos otros combustibles.

**Respecto a la normativa internacional para hidrógeno** reconocidas por la SEC y que puede ser utilizada para este proyecto de cogeneración, se indican a continuación las necesarias:

#### Almacenamiento

- a. *ASME (BPVC) Boiler and Pressure Vessel Code*
- b. *NFPA 2 cap. 8 Liquefied Hydrogen*
- c. *CGA H-2 Guideline for Classification and Labeling of Hydrogen Storage Systems with Hydrogen Absorbed in Reversible Metal Hydrides*
- d. *NFPA 2 cap. 7 Gaseous Hydrogen.*
- e. *NFPA 50A. Norma para los sistemas de hidrógeno gaseoso en los lugares de consumo.*
- f. *NFPA 50B Norma para sistemas de hidrógeno licuado en los lugares de consumo.*

#### Consumo

- a. *NFPA 2 cap. 8 Liquefied Hydrogen*
- b. *NFPA 2 cap. 11 H2 Fueling Facilities*
- c. *NFPA 2 cap. 14 Combustion Applications*
- d. *NFPA 2 cap. 7 Gaseous Hydrogen*

#### Normas Técnicas Informativas

- a. *CGA G-5- 2017 Hydrogen*
- b. *CGA H-4 Terminology Associated with Hydrogen Fuel Technologies*
- c. *ISO/TR 15916 Basic considerations for the safety of hydrogen systems*
- d. *CGA P-28 OSHA Process Safety Management and EPA Risk Management Plan Guidance Document for Bulk Liquid Hydrogen Systems.*

#### Normas Generales

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

La solicitud de autorización del proyecto especial deberá contener los antecedentes y documentos que contienen información específica, de acuerdo con la siguiente figura<sup>10</sup>:

---

<sup>10</sup> Fuente: Guía de Apoyo para Solicitud de Autorización de Proyectos Especiales de hidrógeno, SEC

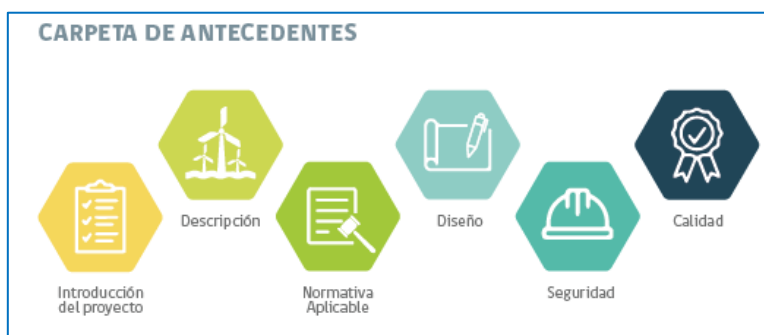


Ilustración 52. Antecedentes para solicitud de autorización SEC – Proyecto hidrógeno.

En términos generales los antecedentes indicados deben contener lo siguiente:

1. **INTRODUCCIÓN DEL PROYECTO:** El interesado deberá ingresar el proyecto con una carta de presentación, en la cual deberá informar, como mínimo lo siguiente: Nombre del interesado, Nombre del Proyecto, ubicación, breve descripción, objetivo del Proyecto, uso final del hidrógeno y tipo de hidrógeno a consumir.
2. **DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO:** En la descripción general se deberán declarar y describir los aspectos principales de las instalaciones y de los equipos que tengan impacto directo con el objetivo operacional del proyecto, lo que incluye las operaciones de almacenamiento y consumo del hidrógeno que se contempla realizar. De manera general, este punto deberá ser un resumen ejecutivo que señale el tamaño del Proyecto, dónde se utilizará el hidrógeno y si la energía necesaria para su producción es mediante electrólisis, si este provendrá de energías renovables o no. No se requiere presentar información económica ni de mercado del Proyecto.
3. **NORMATIVA APLICABLE AL PROYECTO:** Con el propósito de avalar la seguridad del proyecto, éste deberá estar respaldado por normas extranjeras pertinentes, internacionalmente reconocidas o por estudios específicos o técnicos. En mérito de lo anterior, se deberán especificar las normas en las que se basa el diseño, construcción, operación, mantenimiento e inspección de las instalaciones, con el fin de garantizar la seguridad del proyecto.
4. **DISEÑO DEL PROYECTO:** Especificar los requerimientos en los cuales se basa el diseño del proyecto, Indicar la base de diseño o fundamentos del proyecto informando los datos técnicos que permitan explicar el proceso de almacenamiento, redes interiores y consumo. Incluir detalle y especificaciones de los equipos principales y de los componentes utilizados en el proyecto y por último los planos y memorias de cálculo completas incluyendo planos generales, eléctricos, de fundaciones, de distancias de seguridad y diagrama de flujo de procesos.
5. **SEGURIDAD EN INSTALACIONES:** Se compone de cinco informes detallados de Estudio de evaluación de riesgo del sistema, Matriz con medidas de mitigación de riesgos, Clasificación de zonas de riesgo, Descripción de los sistemas de seguridad de la instalación y Estudio de cálculo de áreas clasificadas.
6. **CALIDAD:** Certificación y acreditación de seguridad de equipos y componentes principales del sistema, para lo cual deberá acompañar los certificados emitidos por los fabricantes en caso de que los componentes fueran hechos por tercera parte. El titular del proyecto deberá acompañar los antecedentes que permitan asegurar que los principales componentes poseen un nivel de conformidad, o en su defecto indique cómo lo efectuará (primera parte, certificado de conformidad, mediante un tercero, etc.)

Se debe tener en cuenta que los certificados de primera parte son aquellos que emiten los fabricantes, como el caso de los equipos de origen Europeo, basados en normas extranjeras, pero no todas las normas extranjeras son aceptadas por la SEC, de manera que se recomienda hacer la consulta previa a la SEC o asesorarse por los instaladores registrados que conozcan este tipo de documentos, inclusive antes de adquirir los equipos.

El procedimiento general para solicitar la autorización del proyecto se muestra a continuación:



Fuente del diagrama: Guía SEC

Ilustración 53. Diagrama de flujo de proceso para autorización SEC – Proyecto hidrógeno.

## 9 Emisiones

Como se vio en el apartado 4.2.2 anterior, el diésel consumido en la empresa 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. Por otra parte, según los registros del sistema de gestión de energía SGE, el valor total consumido en el Horno fue de 1.079.500 lts anuales. Frente a este alto consumo de diésel se presenta sin duda una gran oportunidad para reemplazar el calor generado por este combustible utilizando la cogeneración térmica con hidrógeno Verde y cogenerar simultáneamente la electricidad consumida por la planta de secado u otros consumos eléctricos. De esta manera no solo se aprovecha la alta eficiencia energética que tiene la cogeneración, sino que también se pueden bajar las emisiones de CO2 producido por el petróleo consumido en el proceso actual.

Si consideramos este proceso de emisiones como la fuente fija que es, podemos estimar la cantidad de emisiones generadas durante el año 2022 y el potencial de emisiones que se puede evitar por cogeneración con hidrógeno Verde. Para eso utilizaremos los factores de emisión para los combustibles que ya han sido definidos por el Ministerio de Medio Ambiente y que se describen en la siguiente tabla considerando la información de la base de datos de factores de emisión de Huella Chile 2019<sup>11</sup>.

Tabla 51. Factores de emisión de gases de efecto invernadero  
Factores de emisión de gases de efecto invernadero para los combustibles utilizados en Chile

Combustible	Tipo fuente	Factor de emisión de CO2	Factor de emisión de CH4	Factor de emisión de N2O	Unidades
Petróleo 2 (diésel)	Fuente fija	2.698,55	5,7904	3,0591	[kgCO2eq/m3] en fase líquida

Origen del Factor: IPCC 2006, Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories en base al Balance Nacional de Energía (Fuente: Huella Chile, 2019).

Los datos de consumo son convertidos a la unidad de masa o volumen correspondiente y luego se aplica el factor de emisión que permitirá obtener la emisión de gases de efecto invernadero requerida.

Tabla 52. Estimación de emisiones evitadas de CO2 eq. – Proyecto cogeneración  
Estimación de emisiones de CO2 eq. en la instalación Horno MVC - 2022

Combustible	Consumo diésel [lts]	Consumo [m3]	Emisiones de CO2 [kgCO2eq]	% evitado
diésel consumido anual [lts]	1.079.500	1079,5	2.913.080	-
diésel evitado con H2 [lts]	568.123	568,1	1.533.106	52,6%

**Por lo tanto, se puede concluir que la empresa MVC tiene un potencial de emisiones evitadas de 1.533,1 ton CO2eq anuales al implementar este proyecto de cogeneración**

<sup>11</sup> [https://huellachile.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2020/06/Base-de-Datos\\_Factores\\_Emision\\_HuellaChile\\_2019.xlsx](https://huellachile.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2020/06/Base-de-Datos_Factores_Emision_HuellaChile_2019.xlsx)

**con hidrógeno Verde y podrían reducir en un 47,4 % las emisiones actuales del proceso de secado en el horno rotatorio.**

## 10 Resultados y conclusiones

En el presente informe se realizó un estudio de prefactibilidad para la instalación de un equipo de cogeneración o CHP (siglas en inglés) que utiliza hidrógeno Verde como combustible, en la planta de secado de concentrado de cobre (Planta MOLI) de la Minera Valle Central y se determinaron algunas oportunidades de aprovechamiento de calor residual del horno secador rotatorio.

Se identificó la ubicación del equipo de cogeneración en terreno aledaño al horno, la ubicación del tablero general eléctrico donde descargar la energía eléctrica cogenerada, así como también la zona de conexión del calor cogenerado, al secador rotatorio. Dado que no existen medidores locales de consumo eléctrico, se requiere de un estudio más profundo para analizar el impacto de la conexión eléctrica al tablero general de la planta MOLI ya que tiene una demanda limitada de consumo. Por lo mismo el equipo de cogeneración debe operar sin generar excedentes de electricidad por ahora, pero a futuro se podría revisar otros puntos de entrega de la electricidad para aumentar la cobertura del cogenerador, ya que MVC también es un alto consumidor eléctrico en otros sectores.

El secador de concentrado de cobre instalado actualmente utiliza diésel para su operación consumiendo más de 1 millón de litros el año 2022, que se utilizó como período de referencia. Respecto a estas instalaciones, se desarrolló un diagrama esquemático y de flujo de procesos más un plano Layout donde se ubican e identifican los equipos instalados actualmente, así como se identificó un espacio y puntos de conexión tentativos para la instalación del equipo de CHP. Se podría evaluar también la posibilidad de ubicar el equipo en un área más cercana al horno ya que la ubicación actual está a más de 60 mts. del horno y a más de 100 mts del tablero eléctrico de la Planta Moli. Sin embargo, en esta etapa del estudio la contraparte no dispone por ahora de esa alternativa.

El proyecto considera la utilización del hidrógeno Verde como combustible suministrado por un proveedor externo a futuro. Sin embargo, los resultados de la evaluación económica son auspiciosos a nivel que se podría también evaluar y desarrollar un proveedor exclusivo para MVC. Para efectos de asegurar el flujo continuo de hidrógeno al cogenerador, se requiere tener una central de almacenamiento de este combustible en la planta misma por lo que se determinó con la contraparte una ubicación tentativa. Se requiere uno o dos tanques de 60 m<sup>3</sup> de capacidad volumétrica que le dan una autonomía de tres días, dependiendo si el hidrógeno será abastecido en forma líquida o comprimida respectivamente.

En este establecimiento no se hizo necesaria la instalación de equipamiento de medición en línea, ya que la empresa MVC posee medición online en un sistema Scada que monitorea y registra las variables de temperatura, consumo de diésel y producción del proceso de secado de concentrado de cobre. Estos datos fueron utilizados para la estimación del DPE y DPTEU de la planta de secado, obteniendo para el caso eléctrico una carga base de 750 [kW] frente a una demanda promedio ponderada de 1.000 [kW], mientras que para el caso térmico se obtuvo una carga base de 950 [kW] y una demanda máxima de 2.900 [kW]. Finalmente, para este proyecto se encontró una demanda total anual de 7.881 [MWh] para el consumo eléctrico



de planta MOLI y 11.487 [MWh] para el consumo térmico del secador rotatorio. Con estos datos se procedió a realizar la evaluación económica para una operación del secador de 6.092 hrs. al año.

El cogenerador seleccionado ya existe en el mercado y opera con un 100% de hidrógeno entregando 750 KW de potencia eléctrica y alrededor de 950 kW térmicos con lo que reemplazaría un 58% de la electricidad y un 52,7 % del calor necesario para el horno. Otras tecnologías como las microturbinas o las turbinas a gas aún están en etapa de desarrollo para este nivel de potencia.

La inversión estimada para este proyecto está entre 1,30 y 3,08 Millones de dólares dependiendo del escenario que se recuperaría entre 3,6 a 8,5 años para un precio del hidrógeno de 1,6 USD/kg H2 y dependiendo del escenario o tipo de almacenamiento a considerar. El VAN para un horizonte de 15 años resulta positivo principalmente para los escenarios que contemplan el hidrógeno líquido con almacenamiento propio y del proveedor, mientras que el escenario con H2 comprimido y tanques propios no es rentable en el caso base. Al utilizar un almacenamiento provisto por el proveedor de H2 líquido el VAN es de USD 956.661 casi tres veces mayor que el obtenido al utilizar almacenamiento propio de H2 líquido (VAN de USD 373.570). La prefactibilidad económica privada, se realizó utilizando una tasa de 10% evaluado a 15 años, con un precio de la electricidad de 62,39 \$/kWh y un precio del diésel de 1016,0 \$/lt. resultando rentables ambas alternativas señaladas.

El análisis de sensibilidad indica que el precio del H2 afecta la rentabilidad del proyecto en primer lugar y luego el precio del diésel más que el precio de la electricidad. Los resultados del análisis de sensibilidad, que se obtuvieron para un rango de variación desde de 1,6 a 4 USD/kg para el precio del hidrógeno y el 60% hasta el 140% de los precios base del diésel y electricidad, son los siguientes:

- **Inversión:** El efecto de variación de la inversión es muy importante dado el alto costo de los tanques por lo que se revisó su efecto en un rango de  $\pm 60\%$  de la inversión para cada escenario. Solo los escenarios con H2 líquido son rentables en el caso base actual y el escenario con H2 comprimido resulta ser rentable solo si la inversión disminuye más de un 20% de su valor base. Esto último se lograría por ejemplo si el proveedor del H2 asumiera el costo de uno de los tanques de almacenamiento del H2 comprimido. De los tres casos estudiados el escenario más favorable con tanque provistos por el proveedor es siempre rentable aun cuando la inversión aumentara en hasta un 60%.
- **Precio de Electricidad:** El proyecto con hidrógeno comprimido es rentable solo si el precio de la energía eléctrica es un 25% mayor que el caso base, es decir aumentar alrededor de unos 90 USD/MWh, donde el VAN sería prácticamente cero alcanzando un periodo de retorno de casi 6 años con una TIR de 9,9%.

*El proyecto con suministro de H2 líquido y un tanque de almacenamiento propio, es rentable con un precio de la electricidad hasta un 20% menor al valor base o de referencia, es decir hasta un valor de 50,0 \$/kWh equivalentes a 57,1 USD/ MWh. En este caso la TIR del proyecto sería de un 10% y su payback de 7.9 años. En este caso también ocurre que si el precio de la electricidad subiera un 20% hasta 85,7 USD/MWh el VAN es muy rentable en USD 745.763 con una TIR de 16,2% y un payback de 5,2 años. Es decir, el proyecto de secado con cogeneración abastecido con hidrógeno líquido tiene un gran potencial para ser implementado.*

*El proyecto con suministro de H2 líquido y autonomía asegurada por el proveedor con tanque de su propiedad, es el más rentable de los escenarios considerados y se mantiene rentable aún con precios de la electricidad tan bajos como un 60% del precio base de referencia, es decir hasta un precio de 42.8 USD/MWh de la energía eléctrica.*

- **Precio del diésel:** *En el escenario del proyecto con hidrógeno comprimido este sería rentable solo si el precio del diésel sube un 15% aproximadamente a 1.168,4 \$/lt donde tendría una TIR de 10% y un payback de 6 años.*

*Para el proyecto utilizando hidrógeno Verde líquido con tanque propio los valores nuevamente son mucho más favorables, siendo rentable aún con un precio del diésel 10% menor que el base. Es decir, es rentable con un precio del diésel de hasta 914,4 \$/lt, equivalente a un 90% del precio base, con payback de 8 años y una TIR de 10%. Este proyecto al precio base actual ya es rentable con un VAN de USD 373.458, una TIR alta de 13,2% y un retorno en 6,3 años.*

*Para el escenario de H2 líquido sin tanque propio, en el caso base el payback era de 4,3 años y TIR de 21,9% siendo altamente rentable, dejaría de ser rentable si el precio del diésel cayera más de un 25% a valores bajo 762 \$/lt.*

- **Precio del hidrógeno:** *Los resultados son claros y solo las alternativas con H2 líquido son rentables con precios entre 1,6 y 2,0 USD/kg. Además, la mejor rentabilidad la tiene la alternativa en la que el proveedor asume el costo del almacenamiento y en este caso el proyecto se mantiene rentable para un precio del H2 de hasta un 25% mayor que el base, es decir hasta 2,1 USD/kg H2. A precios mayores que este valor prácticamente no hay ahorros económicos por tanto habría que considerar estos proyectos cuando los precios del H2 estén dentro de este rango encontrado.*
- **Sensibilización de la Potencia del cogenerador:** *La alternativa con H2 líquido y tanque suministrado por el proveedor sigue siendo rentable aun cuando trabaje hasta 65% de su potencia nominal, mientras que la alternativa del H2 líquido y tanque propio solo puede operar hasta un 85% de la carga nominal, ya que los proyectos bajo esos valores podrían dejar de ser rentables. Esto podría ocurrir solo si el equipo tuviera muchas detenciones o problemas técnicos, que se producen cuando los equipos no son mantenidos lo cual es difícil que ocurra cuando se trabaja con un programa rígido de servicio, que por definición en la cogeneración se deben contemplar siempre. De todas maneras, la demanda térmica de la planta MOLI es muy alta durante muchas horas, y el equipo se encuentra dimensionado para no sobrepasar las demanda eléctricas ni térmicas durante todas las horas de operación del secador.*

Si la empresa MVC decidiera implementar este proyecto de cogeneración empleando el hidrógeno como combustible, podría bajar sus emisiones de una manera importante en su matriz energética, considerando que el total de diésel consumido durante el año 2022 en el Horno fue de 1.079.500 lts, con emisiones estimadas en 2.913,1 Ton CO<sub>2</sub>eq., con la cogeneración podría reemplazar 568.100 lts de diésel evitando generar 1.533,1 Ton Co<sub>2</sub>eq. Es decir, se podría reducir en un 47,4 % las emisiones actuales del proceso de secado en el horno rotatorio.

Respecto al proceso de secado del concentrado de cobre realizado en el secador rotatorio, En el secado de concentrado de cobre durante el año 2022 produjo una cantidad aproximada de 100.681 Tons. con un importante consumo de diésel de 98.136 litros/mes en promedio y llegando hasta los 125.550 litros/mes en el mes de mayor consumo. El proceso en su operación rutinaria produce una apreciable cantidad de calor residual con gases que salen a

temperaturas entre 90°C a 130°C con una baja humedad relativa menor que un 1%. Con humedades de producto que van entre 13 a 17% base seca. El caudal de aire utilizado es de 9.379 Nm<sup>3</sup>/h medido en la chimenea de salida del lavador de gases y se maneja constante durante el secado. De esta manera Para controlar la humedad final del producto el operador solamente varía la temperatura del aire de secado, aumentando o disminuyendo el flujo de diésel en el quemador. El secador de concentrado de molibdeno opera con energía eléctrica 100% para su proceso con una producción bastante menor que la del concentrado de cobre y solo produce una cantidad mínima de vahos residuales. El secador de concentrado de cobre tiene la mayor participación en la operación de planta por tanto también en su consumo. La producción de cobre 2021 por ejemplo, según el reporte de sustentabilidad publicado de MVC, fue 28.743 toneladas versus molibdeno de 1.346.987 lbs equivalentes a 611 toneladas y un 2,1% de la producción de cobre. De acuerdo a lo anterior, las oportunidades de recuperación de calor, que se dan principalmente en el secador rotatorio, fueron revisadas en este estudio para evaluar los ahorros que pueden ser alcanzados en distintos escenarios. Para ello se realizaron diversas corridas de balances de masa y energía al secador encontrándose los siguientes resultados y oportunidades para el uso y la recuperación de calor residual:

- ✓ Se dispone de un calor residual que va entre 667 Mcal/hr a 1.553 Mcal/hr a temperaturas entre 81.6°C y 152°C °C en el aire de salida del secador, que actualmente es liberado a la atmosfera que no se está aprovechando.
- ✓ En el rango de operaciones con cargas entre el promedio y la moda, se encuentran los menores índices de consumo energético, es decir cargas alrededor de la producción nominal del secador (18 Ton/hr).
- ✓ Los índices de consumo energético están entre 60,3 a 63,0 kcal/kg carga a tratar y la eficiencia energética de la planta entre 72 y 76%. No obstante, con un estudio experimental más acabado del secador, se podría determinar la operación óptima del equipo con mayor exactitud para obtener los índices de consumo energético óptimos y como estos pueden variar según la carga a procesar (Estudio de eficiencia energética).
- ✓ Para efectos de estudiar la recuperación de calor a partir del calor residual ya encontrado, se revisaron tres escenarios de utilización de este aire proveniente del secado: Recirculación de los gases residuales de salida del secador, Recuperación de calor desde los gases residuales para precalentamiento del aire de ambiente o de combustión y Recuperación de calor para precalentamiento de la carga.

### **Recirculación de gases:**

1. El rango de recirculación con que el secador rotatorio puede operar se encuentra entre un 20% hasta un 50% máximo y los ahorros en el indicador de consumo de combustible por kg de producto llegan prácticamente a un 10% trabajando a cargas promedio similares a la de la capacidad nominal del secador.
2. Al recircular el aire aumenta el rendimiento energético del secador, pero disminuye la capacidad de producción. Es decir, para producir la misma cantidad total de producto se deberá trabajar más horas de producción a un ritmo más lento, pero más eficiente, lo que significa un ahorro en combustible por kilo de producto. Por ejemplo, si el secador comienza operando al promedio de 18.154 kg/h de carga se obtiene un IDE de 60,3 kg diésel/kg producto. Luego si en esa

misma operación el proceso comienza a recircular un 30% del aire deberá bajar su carga a 12.308 kg/h para que el producto salga seco, pero se obtiene un nuevo índice de 54,3 con un 9,8% de ahorro energético por kilo de producto.

#### **Recuperación de calor para precalentamiento de aire de secado:**

1. En este escenario se puede lograr un ahorro de hasta un 10% aproximadamente en el IDE precalentando el aire a 45°C a cargas bajas y un 6,4% en el IDE a cargas promedio. Para una carga promedio al secador el IDE actual es de 63,0 kcal/kg y con recuperación de calor baja a 56,5 kcal/kg aproximadamente.
2. Se requiere la instalación de dos intercambiadores de calor uno para recuperar calor y un segundo para precalentamiento del aire de ingreso a la cámara de combustión. El costo de implementación de estas soluciones no es alto y probablemente el período de pago sea relativamente corto.

#### **Recuperación de calor para precalentamiento de sólidos:**

1. Aquí se encontró que al aumentar la temperatura del sólido húmedo que ingresa al secador, hay mejoras en el índice energético, obteniéndose ahorros en los índices de consumo de combustible desde un 4.38% hasta un 10% inclusive, dependiendo de las velocidades de producción en que opere el secador.
2. Para una carga de 14.253 kg/hr el sólido se puede precalentar con aire recuperado hasta 50,2°C. El índice actual para esta carga es de 62.94 kcal/kg y se podría llegar a un índice de 55.38 kcal/kg de carga a tratar.
3. Para lograr estos resultados, se deberá utilizar un intercambiador de calor del tipo tubular para recuperar calor desde los gases de salida del secador y diseñar una precámara de secado, tipo túnel, cuyas dimensiones dependen de los espacios disponibles, de la temperatura de gases recuperada y la temperatura de precalentamiento que se pueda lograr según el área de transferencia del túnel. También los costos acá pueden ser relativamente bajos como para tener un período de recuperación razonable, pero esto requiere de una evaluación económica específica y cotizaciones adicionales.