

Santiago, 30 de agosto de 2022



Informe final

RECOMENDACIONES DE DESARROLLO DE REGULACIÓN DE SEGURIDAD PARA HABILITAR EL USO DE HIDRÓGENO VERDE EN MINERÍA A RAJO ABIERTO



Contenido

Pág.		Pág.	
1	RESUMEN EJECUTIVO	41	3.1.4 Índice de peligro ponderado por seguridad (SWeHI)
1	INTRODUCCIÓN	41	3.1.5 El índice I2SI
2	1 BENCHMARK INTERNACIONAL DE PROYECTOS DEMOSTRATIVOS, PRUEBAS DE LABORATORIO Y NORMATIVAS DE SEGURIDAD	42	3.1.6 Índice de seguridad inherente del sistema (ISSI)
2	1.1 REGULACIÓN, NORMAS Y GUÍAS DE SEGURIDAD DE HIDRÓGENO APLICABLES A MINERÍA.	42	3.1.7 Resumen y recomendación de índice base para CCP
3	1.2 PROYECTOS INTERNACIONALES Y NACIONALES	43	3.2 DESCRIPCIÓN DEL ÍNDICE ISI
6	1.3 ENTREVISTAS	44	3.2.1 Subíndice de inventario II
7	1.3.1 Entrevistas realizadas a proyectos y organismos internacionales	45	3.2.2 Subíndice de temperatura IT
8	1.3.2 Entrevistas realizadas a proyectos y organismos nacionales	45	3.2.3 Subíndice de presión Ip
9	1.3.3 Conclusiones de las entrevistas	46	3.2.4 Subíndice del equipo IEQ
9	1.4 DESCRIPCIÓN DE LOS PROYECTOS INTERNACIONALES Y NACIONALES	46	3.2.5 Subíndice de seguridad de la estructura del proceso IST
10	1.4.1 Desarrollo y pruebas piloto CAEX propulsado por H2 FC, Sudáfrica	47	3.3 DESCRIPCIÓN DEL ÍNDICE FEI
12	1.4.2 HYDRA 27	48	3.3.1 Factor de peligro general del proceso
15	1.5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	48	3.3.2 Factor de peligro especial del proceso
15	1.5.1 Conclusiones	49	3.4 COMPARACIÓN DEL ISI CON EL FEI APLICADO A UN PROYECTO MINERO DE USO DE HIDRÓGENO
16	1.5.2 Recomendaciones	50	3.4.1 Principales características de proyecto hipotético
18	2 ANÁLISIS DE RIESGO DEL USO DE HIDRÓGENO EN MINA DE RAJO ABIERTO	50	3.4.2 Cálculo del ISI del proyecto base
19	2.1 HERRAMIENTAS DE EVALUACIÓN DE RIESGO	51	3.4.3 Cálculo del FEI del proyecto base
21	2.1.1 Evaluación cuantitativa y análisis cualitativo de riesgos	53	3.4.4 Comparación de los índices ISI y FEI
22	2.1.2 Descripción de las herramientas de análisis cualitativo de riesgo más comunes	55	3.5 MODIFICACIONES AL ÍNDICE ISI
24	2.1.3 Recomendación de herramientas para evaluar el riesgo de instalaciones de hidrógeno en minas de rajo abierto	56	3.6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
27	2.2 PROYECTO OBJETIVO	56	3.6.1 Conclusiones
27	2.3 PELIGROS Y FACTORES EXTERNOS DEL AMBIENTE MINERO DE RAJO ABIERTO	56	3.6.2 Recomendaciones
30	2.4 ANÁLISIS DE RIESGO CUALITATIVO DE ALTO NIVEL	57	4 PLAN DE PRUEBAS PILOTO Y ENSAYOS
33	2.5 APLICACIÓN DEL ANÁLISIS REALIZADO A OTROS PROYECTOS MINEROS	57	4.1 PRIORIZACIÓN DE RIESGOS PARA DEFINIR PRUEBAS
35	2.6 BÚSQUEDA BIBLIOGRÁFICA DE INFORMACIÓN DE SEGURIDAD DE EXPERIENCIAS DE USO DE HIDRÓGENO EN MINERÍA	59	4.2 PROPOSICIÓN DE PLAN EXPERIMENTAL
37	2.7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	59	4.2.1 Ensayos o pruebas derivados del análisis de riesgo del proyecto objetivo
37	2.7.1 Conclusiones	61	4.2.2 Ensayos o pruebas de la mezcla de hidrógeno y concentrado de cobre en suspensión
38	2.7.2 Recomendaciones	62	4.3 DISEÑO CONCEPTUAL DE PRINCIPALES PRUEBAS
39	3 ÍNDICE DE PELIGRO	62	4.3.1 Prueba: Efecto del polvo ambiente en el sistema de hidrógeno
39	3.1 ÍNDICES DE PELIGRO PUBLICADOS	65	4.3.2 Prueba: Vibración del sistema de hidrógeno en un ambiente minero
40	3.1.1 Índice de peligro de fuego y explosión de Dow (FEI)	68	4.3.3 Ensayo: Encendido y límites de explosividad de mezclas híbridas de hidrógeno con concentrado de cobre en aire
40	3.1.2 Índice de peligro de Mond	72	4.4 IDENTIFICACIÓN DE CAPACIDADES DEL PERSONAL PARA LAS PRUEBAS Y ENSAYOS
41	3.1.3 Índice de seguridad inherente (ISI)	73	4.5 CENTROS DE INVESTIGACIÓN CHILENOS
		73	4.5.1 Plan entrevistas a Centros de Investigación chilenos
		74	4.5.2 Entrevistas realizadas y análisis
		75	4.6 CAPACIDADES CHILENAS PARA PRUEBAS, ENSAYOS Y BRECHAS LEVANTADAS
		75	4.6.1 Capacidades y brechas detectadas para pruebas y ensayos de polvo, vibraciones e impacto
		76	4.6.2 Capacidades para ensayos de mezclas híbridas de CCu/H2 y brechas detectadas

Pág.			Pág.		
76	4.7	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	100	9.1.17	Power to transport H2 solar project
76	4.7.1	Conclusiones	101	9.1.18	Producción de cobre a partir de concentrados en base a tecnologías de H2
77	4.7.2	Recomendaciones	101	9.1.19	Refinación de acero mediante H2
78	5	RECOMENDACIONES PARA DESARROLLAR NORMAS DE SEGURIDAD	102	9.1.20	Revisión de Regulaciones, normas y guías de hidrógeno
78	5.1	PRÁCTICAS RECOMENDADAS PARA UNA NORMA DE SEGURIDAD PARA EL USO DE HIDRÓGENO EN ENTORNOS MINEROS.	107	9.2	APÉNDICES DEL CAPÍTULO 2
79	5.2	INVENTARIO DE MEJORES PRÁCTICAS Y ANÁLISIS DE RIESGO	107	9.2.1	Comparación de herramientas de análisis de riesgo cualitativo seleccionadas para el hidrógeno en la minería a rajo abierto
81	5.3	OPORTUNIDADES DE MEJORA RECOMENDADAS PARA LA GUÍA TÉCNICA DE SERNAMEOMIN	121	9.2.2	Descripción del proyecto Hydra
82	5.4	MEDIDAS DE MITIGACIÓN Y DE GESTIÓN PARA LOS RIESGOS Y PELIGROS ESTUDIADOS.	127	9.2.3	Peligros y factores externos del ambiente minero de rajo abierto
84	6	CONCLUSIONES	138	9.2.4	Análisis completo estructurado de la técnica What IF (SWIFT)
86	7	LISTADO DE ANEXOS	146	9.3	APÉNDICES DEL CAPÍTULO 3
86	7.1	ANEXOS DEL CAPÍTULO 1	147	9.4	APÉNDICES DEL CAPÍTULO 4
86	7.2	ANEXOS DEL CAPÍTULO 2	147	9.4.1	Matriz de priorización de riesgos
86	7.3	ANEXOS DEL CAPÍTULO 3	150	9.4.2	Ensayos de vibración de componentes
86	7.4	ANEXOS DEL CAPÍTULO 4	153	9.4.3	Entrevista a Minera Centinela (AMSA) y proyecto HYDRA
87	8	REFERENCIAS	154	9.5	APÉNDICES DEL CAPÍTULO 5
89	9	APÉNDICES			LISTADO DE FIGURAS
89	9.1	APÉNDICES DEL CAPÍTULO 1	11	FIGURA 1 1	SUBSISTEMAS DEL CAEX FCEV Y STATUS DE ELLOS EN EL SITIO DE PRUEBAS EN MOGALAKWENA
89	9.1.1	Contenido de las guías ANSI/AIAA G-095A y NSS 1740.16	12	FIGURA 1 2	ARQUITECTURA DEL SISTEMA, SITIO DE PRUEBAS Y COMPONENTES PRINCIPALES
93	9.1.2	Email de Andrei Tchouvelev a Rodrigo Caro de fecha 10 de enero de 2022	13	FIGURA 1 3	CONCEPTUALIZACIÓN DEL BANCO DE PRUEBA
93	9.1.3	Email de Marc Betournay a Rodrigo caro de fecha 11 de enero de 2022	14	FIGURA 1 4	LAYOUT GENERAL DEL SISTEMA DE PRUEBA
93	9.1.4	Tren mina subterránea FC, Sudáfrica	15	FIGURA 1 5	INSTALACIÓN DE INTEGRACIÓN DE COMPONENTES DEL PROYECTO HYDRA Y CELDA DE COMBUSTIBLE INTEGRADA AL BANCO DE PRUEBA CON SU TANQUE DE HIDRÓGENO
94	9.1.5	HySA Infrastructure Sudáfrica	20	FIGURA 2 1	CRONOGRAMA TÍPICO DE UN PROYECTO DE INGENIERÍA CON LAS DISTINTAS ETAPAS DE ANÁLISIS DE RIESGO
95	9.1.6	H2 Grúa horquilla para empleo en "Impala Refining Services"	53	FIGURA 3 1	COMPARACIÓN DE VALORES DE ISI Y FEI PARA DISTINTO NÚMERO DE CAMIONES
95	9.1.7	Desarrollo CAEX y "blasthole drill rig" propulsado por H2 FC, Australia	64	FIGURA 4 1	ESQUEMA DE RECOLECCIÓN DE POLVO EN AMBIENTE MINERO (S: SISTEMA; SS: SUB SISTEMA; SAD: SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS; FC: CELDA COMBUSTIBLE; SRP: SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE POLVO)
96	9.1.8	RAGLAN Mine Renewable Electricity Smart-Grid Pilot Demonstration, Canadá	67	FIGURA 2 2	ESQUEMA GENERAL DE PRUEBAS DE VIBRACIÓN DEL SISTEMA EN MEDIOAMBIENTE DE OPERACIÓN (S: SISTEMA; SS: SUB SISTEMA; SAD: SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS, FC: CELDA COMBUSTIBLE)
96	9.1.9	Mina experimental de NRCan y CanmetMining en Val-d'Or, Quebec, Canadá	70	FIGURA 2 3	ESQUEMA DE PRUEBAS PARA MEZCLAS HÍBRIDAS DE H2/CCU
97	9.1.10	HYBRIT, Suecia	121	FIGURA 9 1	POTENCIAL LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO EN MINERA CENTINELA
97	9.1.11	Fuel Cell Hydrogen Mining Loader (LHD), USA	122	FIGURA 9 2	LOCALIZACIÓN DEFINIDA PARA ESTUDIO DEL PROYECTO EN MINERA CENTINELA: A: RAJO ESPERANZA, B: ESTACIÓN DE DISPENSADO DE DIÉSEL PARA LOS CAEX, C SECTOR ROMO, D Y E SECTORES DESCONOCIDOS
98	9.1.12	Dual fuel hydrogen-Diesel combustion system for mining haul trucks	122	FIGURA 9 3	CONCEPTUALIZACIÓN DEL BANCO DE PRUEBAS
98	9.1.13	Uso de Celdas combustibles de H2 para cargador frontal LHD, en minería subterránea	123	FIGURA 9 4	PRINCIPALES COMPONENTES DEL BANCO DE PRUEBAS, A) PONY TANK, B) CELDA DE COMBUSTIBLE, C) ZONA ABIERTA DEL CONTENEDOR, D) SISTEMA DE BATERÍAS, E) VENTILADORES DE ENFRIAMIENTO Y F) UNIDAD DE CARGA TÉRMICA (BANCO DE RESISTENCIAS PARA CONSUMIR LA POTENCIA GENERADA)
98	9.1.14	Grúa horquilla a H2, Anglo American Chile, Las Tórtolas			
99	9.1.15	Operaciones mineras con H2, Minera San Pedro, Centro Nacional de Pilotaje			
100	9.1.16	Comportamiento Buses en condiciones mineras			

Pág.

123	FIGURA 9 5	LAYOUT GENERAL DEL SISTEMA DE PRUEBA
124	FIGURA 9 6	P&ID DEL PONY TANK
125	FIGURA 9 7	P&ID DEL SISTEMA DE PRUEBAS
125	FIGURA 9 8	CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LA FC DEL PROYECTO
126	FIGURA 9 9	DIAGRAMA ELÉCTRICO GENERAL DEL SISTEMA
126	FIGURA 9 10	DIAGRAMA GENERAL DEL SISTEMA DE CARGA TÉRMICA TLS
127	FIGURA 9 11	CADENA DE VALOR DEL NEGOCIO MINERO
128	FIGURA 9 12	PROCESO DE TRANSPORTE Y RELACIÓN CON CADENA DE VALOR
129	FIGURA 9 13	PRINCIPALES EQUIPOS MINEROS; (1) PERFORADORA, (2) PALA DE CARGUÍO, (3) CARGADOR FRONTAL, (4) TRACTOR ORUGAS, (5) TRACTOR RUEDAS, (6) MOTONIVELADORA, (7) CAMIÓN REGADOR, (8) CAMIÓN CAEX PARA EL TRANSPORTE DE MINERAL.
130	FIGURA 9 14	ESCENARIO DE PRODUCCIÓN Y DESARROLLO EN FAENA GRAN MINERÍA (CODELCO CHILE, 2008)
132	FIGURA 9 15	TASAS DE FATALIDAD Y TASAS DE ACCIDENTES DE LA MINERÍA (SERVICIO NACIONAL DE GEOLOGÍA Y MINERÍA, 2021)
133	FIGURA 9 16	RIESGOS PRINCIPALES EN MINA RAJO (NÚMEROS DE ACUERDO A LISTA PRECEDENTE)
135	FIGURA 9 17	RIESGOS DE VOLCAMIENTO
136	FIGURA 9 18	RIESGOS DE APLASTAMIENTO POR DERRUMBE
137	FIGURA 9 19	RIESGOS DE INCENDIO (GERENCIA CORPORATIVA DE SEGURIDAD Y SALUD OCUPACIONAL, 2016)
152	FIGURA 4 1	ESQUEMA DE PRUEBAS DE VIBRACIÓN EN LABORATORIO

LISTADO DE TABLAS

4	TABLA 1 1	RESUMEN DE PROYECTOS MINEROS INTERNACIONALES RELACIONADOS A HIDRÓGENO
5	TABLA 1 2	RESUMEN DE PROYECTOS DE HIDRÓGENO EN CHILE
6	TABLA 1 3	LISTADO DE ENTREVISTAS INTERNACIONALES RELACIONADAS A PROYECTOS MINEROS CON H2
6	TABLA 1 4	LISTADO DE ENTREVISTAS NACIONALES RELACIONADAS A PROYECTOS MINEROS CON H2
23	TABLA 2 1	REVISIÓN DE LAS HERRAMIENTAS DE ANÁLISIS CUALITATIVO DE RIESGOS
32	TABLA 2 2	RESUMEN DE ESCENARIOS SELECCIONADOS PARA ILUSTRAR LA APLICACIÓN DE LAS HERRAMIENTAS SWIFT Y WRAC
36	TABLA 2 3	RESULTADOS DE BÚSQUEDA EN GOOGLE CON PALABRAS CLAVE "HYDROGEN SAFETY MINING" ENTRE 2010 Y 2022
43	TABLA 3 1	RESUMEN DE LOS ÍNDICES DE PELIGRO PRESELECCIONADOS
44	TABLA 3 2	VALORES DEL SUBÍNDICE DE INVENTARIO SEGÚN LAS TONELADAS DE PRODUCTO EN EL SISTEMA, QUE PUEDE SER ISBL U OSBL, NO AMBOS
45	TABLA 3 3	VALOR DEL SUBÍNDICE DE TEMPERATURA EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA MÁXIMA O BAJO CERO DEL SISTEMA
45	TABLA 3 4	VALOR DEL SUBÍNDICE DE PRESIÓN EN FUNCIÓN DE LA PRESIÓN ABSOLUTA DE OPERACIÓN MÁXIMA O SUBATMOSFÉRICA
46	TABLA 3 5	VALOR DEL SUBÍNDICE DEL EQUIPO MONTADO DENTRO DEL LÍMITE DE BATERÍA (ISBL)

Pág.

46	TABLA 3 6	VALOR DEL SUBÍNDICE DEL EQUIPO MONTADO FUERA DEL LÍMITE DE BATERÍA (OSBL)
47	TABLA 3 7	VALOR DEL SUBÍNDICE DE SEGURIDAD DE LA ESTRUCTURA DEL PROCESO
47	TABLA 3 8	GRADO DE PELIGRO DE ACUERDO CON EL VALOR DEL FEI
48	TABLA 3 9	DESCRIPCIÓN DE LAS PENALIDADES DEL FACTOR DE PELIGRO GENERAL DEL PROCESO
49	TABLA 3 10	DESCRIPCIÓN DE LAS PENALIDADES DEL FACTOR DE PELIGRO ESPECIAL DEL PROCESO
51	TABLA 3 11	CÁLCULO DEL ISI PARA EL PROYECTO BASE
52	TABLA 3 12	CÁLCULO DEL FEI PARA EL PROYECTO BASE
53	TABLA 3 13	VALORES DE LOS ÍNDICES ISI Y FEI PARA DISTINTO NÚMERO DE CAMIONES
54	TABLA 3 14	DISTRIBUCIÓN DEL PELIGRO INHERENTE ENTRE LAS UNIDADES DEL PROYECTO
55	TABLA 3 15	GRADOS DE PELIGRO DEL ÍNDICE IPS A PARTIR DE LOS GRADOS DE PELIGRO DEL FEI
58	TABLA 4 1	MATRIZ DE PRIORIZACIÓN DE ENSAYOS Y PRUEBAS
60	TABLA 4 2	MATRIZ DE ENSAYOS Y PRUEBAS
72	TABLA 4 3	MATRIZ DE CONOCIMIENTOS PARA PRUEBAS DE POLVO AMBIENTE
72	TABLA 4 4	MATRIZ DE CONOCIMIENTOS PARA PRUEBAS DE VIBRACIÓN EN CAMPO DE PRUEBAS
73	TABLA 4 5	MATRIZ DE CONOCIMIENTOS ENSAYOS DE REACCIÓN DE MEZCLAS HÍBRIDAS DE HIDRÓGENO CON CONCENTRADO DE COBRE
73	TABLA 4 6	ORGANIZACIONES CON POTENCIALES CAPACIDADES PARA PRUEBAS Y ENSAYOS CON HIDRÓGENO EN APLICACIONES MINERAS
74	TABLA 4 7	RESPUESTA SOBRE CAPACIDADES Y EXPERIENCIAS DE LAS ORGANIZACIONES CONSULTADAS
80	TABLA 5 1	RESUMEN DE MEJORES PRÁCTICAS
103	TABLA 9 1	REGLAMENTOS DE LA UE Y EE. UU. APLICABLES AL HIDRÓGENO
103	TABLA 9 2	REGLAMENTOS MODELOS PARA LA HOMOLOGACIÓN DE VEHÍCULOS A HIDRÓGENO
106	TABLA 9 3	RESUMEN DE GUÍAS DE SEGURIDAD DEL HIDRÓGENO
107	TABLA 9 4	ESTRUCTURA DEL CONTENIDO DE LA PÁGINA WEB H2TOOLS BEST PRACTICES
115	TABLA 9 5	MATRIZ DE RIESGOS PROBABILIDAD/CONSECUENCIA
118	TABLA 9 6	MÉTODO HCRA Y CATEGORÍAS DE PROBABILIDAD
118	TABLA 9 7	MÉTODO HCRA, CALIFICACIÓN DE LOS EFECTOS DE LOS EVENTOS

Resumen ejecutivo

El objetivo general del Proyecto fue evaluar los parámetros de seguridad en el uso de hidrógeno verde en la industria minera y desarrollar recomendaciones para los estándares de seguridad. Para lograr lo anterior se fijaron cinco tareas: 1) Desarrollar un *benchmark* internacional de proyectos de demostración, pruebas de laboratorio y estándares de seguridad; 2) Desarrollar un análisis de riesgo del uso de hidrógeno verde en minería a rajo abierto; 3) Desarrollar una herramienta para calcular un índice de peligro para caracterizar el riesgo de incorporar el uso de hidrógeno verde en una mina a rajo abierto; 4) Proponer un plan de pruebas y ensayos, y evaluar y recomendar la capacidad de implementación de estos en instalaciones chilenas; y 5) Proporcionar recomendaciones para el desarrollo futuro de estándares de seguridad en minería.

Las pruebas piloto y ensayos realizados globalmente en los últimos diez años en relación con el uso de hidrógeno en la minería se revisan en el capítulo 1. Esta revisión consideró tres países: Australia, Canadá y Sudáfrica. Se levantó información respecto de nueve proyectos relacionados a transporte o movilidad minera y procesos. De ellos, se resalta el proyecto de Anglo American denominado "NuGen®", para el desarrollo de un camión de extracción minero potenciado con celdas de combustible en Sudáfrica, el que, a la fecha del presente informe, se encuentra en fase de piloto. Junto con levantar información de dicho proyecto, se realizó una entrevista al jefe del citado proyecto. Además, se realizaron entrevistas a especialistas del Ministerio de Energía y Minas del estado de Australia del Sur, del Ministerio de Ciencia y Tecnología de Sudáfrica y del comité técnico de la Bureau de Normalisation du Quebec, Canadá. De la búsqueda de diferentes regulaciones y normativas aplicables a nivel internacional y las entrevistas realizadas se concluye que sólo Canadá cuenta con regulación del hidrógeno para aplicaciones mineras, la cual fue publicada en mayo de 2022. En efecto, la norma "Canadian Hydrogen Installation Code (CHIC) Standard" CAN/BNQ 1784-000:2022, de la Bureau de *Normalisation du Quebec* (BNQ¹), tiene incorporada una sección dedicada al uso del hidrógeno en la minería.

En el ámbito nacional, se identifican y describen nueve proyectos asociados al uso de hidrógeno en la minería: seis relacionados a transporte y movilidad, uno a la generación de energía eléctrica y dos a procesos metalúrgicos. Además, se realizaron cuatro entrevistas relacionadas a tres de los proyectos. De los proyectos nacionales se describe en mayor detalle el proyecto HYDRA liderado por Mining3 y que se espera entre en operación durante el segundo semestre del 2022. Dicho proyecto tiene como principal objetivo para el año 2022 estudiar el desempeño de una celda de combustible a hidrógeno estacionaria en un ambiente minero nacional.

En el capítulo 2 corresponde al desarrollo de un análisis de riesgo del uso de hidrógeno verde en minería a rajo abierto. Aquí se realiza una revisión de once herramientas de análisis de riesgo, a partir de las cuales se recomiendan cuatro de estas para la evaluación de los proyectos de hidrógeno en minería: SWIFT², FTA³, WRAC⁴ y HCRA⁵. Se resalta que la selección y empleo de una o más herramientas dependerá de factores como: el tipo de proyecto; la etapa del proyecto dentro de su ciclo de vida; y la calidad y completitud de la información y documentación

1 Oficina de normalización de Quebec (BNQ). Organización mandatada por el gobierno para los procesos de estandarización de Quebec. Diseña y aplica soluciones basadas en estándares, fuentes de innovación y diferentes industrias. <https://www.bnq.qc.ca/en/standardization/hydrogen/canadian-hydrogen-installation-code.html>

2 Structured What If Technique

3 Fault Tree Analysis

4 Workplace Risk Assessment and Control

5 Hydrogen Combustion Risk Analysis

disponible. Consecuente con lo anterior, se analizaron los peligros y factores externos de instalaciones de hidrógeno en un proyecto conceptual de camiones CAEX⁶, aplicando los métodos SWIFT y WRAC. Se identificaron 24 peligros; en función de que su mitigación requiera de análisis de materiales, interfaces de equipos, sensores o instrumentos, siete de ellos se identificaron como relevantes en base a la consideración de sus frecuencias y consecuencias para estimar los respectivos riesgos⁷. A partir de lo anterior se generaron recomendaciones de medidas de mitigación, de manera que, mediante su implementación, de los 19 riesgos calificados como altos, solo cuatro permanecieron en esa categoría después de la mitigación, y cuatro riesgos calificados como medio se recalificaron como bajo. Como resultado del análisis de riesgo y las medidas de mitigación derivadas de dicho análisis, se obtuvieron finalmente cuatro riesgos altos, ocho riesgos medios y doce riesgos bajos⁸.

Diferentes índices de peligro fueron revisados en el capítulo 3, identificando más de 35 de ellos. De estos, se preseleccionaron seis índices de peligro de acuerdo con su aplicabilidad a los objetivos del presente estudio, grado de desarrollo, popularidad en la industria de procesos, documentación y simplicidad en su aplicación, los que son descritos brevemente en este capítulo: índice de fuego y explosión de Dow (*Fire and Explosion Index*, FEI), índice de Mond, índice de seguridad inherente (*Inherent Safety Index*, ISI), índice de peligro ponderado por seguridad (*Safety Weighted Hazard Index*, SWeHI), índice I2SI (*Integrated Inherent Safety Index*), e índice de seguridad inherente del sistema (*Inherent System Safety Index*, ISSI). De ellos, se recomienda utilizar el ISI ya que es significativamente más simple de calcular, requiere menos información e implica menos decisiones o juicios del evaluador. Se propone una adaptación de este para los propósitos de Sernageomin, creando así el índice de peligro de Sernageomin (IPS). El índice ISI fue comparado con el índice FEI utilizado por Sernageomin en la "Guía De Implementación De Pilotos y Validación de Tecnologías que Utilizan Hidrógeno Como Combustible en Minería" (Sernageomin, 2021). Se aplicó el índice ISI a un proyecto conceptual de camiones mineros CAEX que funcionan con hidrógeno, generando además una planilla de cálculo para su uso. En complemento a lo anterior se realizó lo mismo con el índice FEI y se realizó una comparación entre ambos. Se estima que el índice de peligro propuesto ISI, podría ser corregido para considerar los peligros relacionados con equipamiento en movimiento si a futuro se dispone de información suficiente para asignar un valor a dicho peligro.

Considerando los resultados del análisis de riesgo realizado en el capítulo 2 para ilustrar la aplicación de las herramientas SWIFT y WRAC, en el capítulo 4 se analizan y definen las pruebas que se recomienda realizar en terreno y laboratorio para reducir la incertidumbre de la evaluación de sistemas mineros que utilicen hidrógeno. Estos resultados muestran que el efecto de las vibraciones sobre la integridad del sistema de hidrógeno representa un riesgo importante pero no existe información sobre la frecuencia de este tipo de falla. Por otro lado, Sernageomin indicó la necesidad de incluir pruebas del efecto del polvo en estos sistemas y, además, ensayos para caracterizar la combustión de mezclas híbridas de concentrado de cobre (CCu) con hidrógeno en aire. Se desarrollaron tres planes de pruebas, dos de ellos para pruebas de campo (vibraciones y polvo) y uno para ensayos de laboratorio para la combustión de concentrado de cobre (CCu) e H2 en aire. Con el objeto de determinar la capacidad nacional de diseñar y materializar dichas

6 Características típicas de estos camiones se encuentran en https://www.cat.com/es_US/products/new/equipment/off-highway-trucks/mining-trucks.html

7 En el contexto de este trabajo, peligro es un daño potencial y riesgo es una combinación entre la probabilidad de que se materialice el peligro y la magnitud del daño.

8 Este análisis incluye tres categorías de riesgo: bajo, medio y alto.

pruebas y ensayos, se consultaron catorce organizaciones de reconocida participación en el desarrollo del hidrógeno en Chile o con experiencia en pruebas de equipos en ambientes mineros o similares. Del análisis, se estima que existe capacidad nacional en al menos dos organizaciones para diseñar y desarrollar las pruebas de campo propuestas, y una organización con capacidad para implementar la prueba de laboratorio propuesta, no detectándose brechas significativas para poder materializarlas. Respecto del ensayo de mezclas híbridas de CCu con hidrógeno en aire, se determinó que al menos dos organizaciones contarían con la capacidad e infraestructura para llevar adelante dicho ensayo en el país.

El estudio concluye con un capítulo con recomendaciones para el desarrollo de normas y regulaciones de seguridad para el uso de hidrógeno en minería: i) prácticas recomendadas, ii) inventario de mejores prácticas, iii) recomendaciones para la Guía de implementación de pilotos de hidrógeno de Sernageomin y iv) recomendación de medidas de mitigación y de gestión. En cuanto a prácticas recomendadas, se releva lo concerniente a minería de la norma CAN/BNQ 1784-000/2022 (única norma de instalaciones de hidrógeno con una sección específica para minería), prácticas relativas a mitigar el efecto del polvo, el empleo de documentos guías para instalaciones de hidrógeno en general e incluir la recomendación o exigencia de establecer un plan de seguridad. El inventario de mejores prácticas recomendado corresponde al presentado en el documento *Safety Planning and Management in EU Hydrogen and Fuel Cells Projects* (EHSP, 2021), el cual incluye diez ítems y que, aunque es general para cualquier instalación de hidrógeno, se considera importante para las aplicaciones mineras. Para la guía de proyectos de hidrógeno de Sernageomin, se recomienda incluir el análisis de riesgo propuesto en el presente informe, el Índice de Peligro de Sernageomin (IPS), poner en el portal de Sernageomin herramientas para facilitar el cálculo del IPS, incorporar referencia a la norma CAN/BNQ 1784-000/2022, armonizar el “Plan general de seguridad y control de equipos” que contiene la guía con documentos que describen la implementación de un plan de seguridad e integrar la complementación con el reglamento de seguridad de instalaciones de hidrógeno que está elaborando del Ministerio de Energía. Finalmente, las medidas de mitigación y de gestión recomendadas incluyen mitigación del polvo y de vibraciones e impactos, accidentes de CAEX, y establecer protocolos de maquinaria y equipos a hidrógeno accidentados.

Introducción

En la última década, el sector minero chileno representó el 11% del Producto Interno Bruto (PIB) Nacional y una contribución promedio del 10 por ciento al financiamiento fiscal, así como alrededor del 60% de sus exportaciones totales. Por otro lado, la minería es responsable del 7 por ciento del total de las emisiones nacionales del Gas de Efecto Invernadero (GEI), y su participación en el consumo de electricidad alcanza el 14 por ciento. Hoy en día, el cobre es el mineral más relevante en el sector minero nacional (Sociedad Nacional de Minería, 2019).

La industria minera del cobre tiene el potencial de ser el principal impulsor de la demanda interna de hidrógeno verde. En este sentido, el Servicio Nacional de Geología y Minería (Sernageomin) desarrolló la Guía De Implementación De Pilotos y

Validación de Tecnologías que Utilizan Hidrógeno Como Combustible en Minería” (Sernageomin, 2021). Esta Guía define los requisitos de información y seguridad y los estándares de evaluación de proyectos piloto y pruebas para la autorización de Sernageomin para su implementación y busca reducir la incertidumbre para los inversores, proveedores y operadores para probar tecnologías innovadoras basadas en hidrógeno verde, como un primer paso para desbloquear una posible demanda a gran escala de combustibles limpios.

Con el fin de trazar una ruta para avanzar en el desarrollo de una regulación para el uso hidrógeno en la minería, se desarrolló el presente proyecto denominado “Recomendaciones de normas de seguridad para habilitar el uso de hidrógeno verde en minería”.

Objetivo General

Evaluar los parámetros de seguridad en el uso de hidrógeno verde en la industria minera y desarrollar recomendaciones para los estándares de seguridad.

Objetivos específicos

- 1 Desarrollar un *benchmark* internacional de proyectos de demostración, pruebas de laboratorio y estándares.
- 2 Desarrollar un análisis de riesgo de un proyecto conceptual de uso de hidrógeno verde en minería a rajo abierto.
- 3 Desarrollar una herramienta para calcular un índice de peligro para caracterizar el riesgo de operar hidrógeno verde en una mina a rajo abierto.
- 4 Proponer un plan de pruebas de ensayo y evaluar/recomendar su implementación en instalaciones chilenas.
- 5 Proporcionar recomendaciones para el desarrollo futuro de estándares de seguridad en minería.

Para el cumplimiento de los objetivos antes mencionados, el presente informe considera un Capítulo para cada uno de los objetivos específicos. En cada Capítulo, junto al desarrollo de su contenido, se incorporan conclusiones y recomendaciones. En complemento a lo descrito para cada Capítulo, se consideró un Capítulo final con conclusiones y recomendaciones generales.

1 Benchmark internacional de proyectos demostrativos, pruebas de laboratorio y normativas de seguridad

Se revisaron pruebas piloto y ensayos de uso de hidrógeno en la minería realizados globalmente en los últimos diez años, así como regulaciones y normas atinentes a estas materias. La revisión se desarrolló mediante búsqueda en Internet, usando recursos disponibles tales como H2-tools⁹, USDOE¹⁰ y otros portales especializados, además de la información y contactos con la industria disponibles en Quinetic y WHA. Esta revisión consideró especialmente tres países que tienen actividad minera y desarrollos en torno a tecnologías del hidrógeno: Australia, Sudáfrica y Canadá, siendo este último el único que cuenta con una norma de hidrógeno que incluye explícitamente a la minería. Se incluye, adicionalmente, un proyecto interesante de Suecia y otro de EE.UU. Junto a lo señalado, se realizaron entrevistas a los especialistas involucrados en los proyectos más relevantes levantados.

Mediante el análisis de los documentos recopilados y las entrevistas realizadas se identificaron experiencias relevantes de Canadá, Sudáfrica y Australia, las que se describen, evalúan y comparan para establecer los beneficios, limitaciones y lecciones aprendidas. Similarmente, se usó la misma metodología para abordar los proyectos nacionales que se están desarrollando en la minería chilena.

1.1 Regulación, normas y guías de seguridad de hidrógeno aplicables a minería.

Del análisis internacional de diferentes regulaciones, normas y guías de seguridad, solo se encontró una norma que considera recomendaciones de seguridad para el uso de hidrógeno en la minería. Dicha norma corresponde a la CAN/BNQ 1784-000/2022, Canadian Hydrogen Installation Code, la que se comenta en lo que resta de esta sección. En Apéndice 9.1.20, se presenta la revisión de las diferentes regulaciones, las normas y guías analizadas durante el presente trabajo, pero que, sin embargo, no aluden explícitamente a las aplicaciones en minería.

La norma CAN/BNQ 1784-000/2022, *Canadian Hydrogen Installation Code* fue desarrollada por el *Bureau de Normalisation du Québec* y aprobada por el *Standards Council of Canada* (SCC) (*Bureau de normalisation du Québec*, 2022). La primera edición de la norma, enero de 2007, se refiere a las instalaciones de hidrógeno en general, pero no menciona las aplicaciones mineras. Sin embargo, en su segunda edición, de fecha 30 de mayo del 2022, incluye una sección especial para la minería: “7.12.7 *Mining applications*”. A continuación, se describe brevemente esta segunda edición.

La norma CAN/BNQ 1784-000/2022 establece los requisitos de instalación para equipos de producción de hidrógeno, equipos que usen hidrógeno para su funcionamiento, equipamiento de dispensado de hidrógeno, contenedores de almacenamiento de hidrógeno y sistemas de tuberías de hidrógeno y sus accesorios relacionados. Incluye todas las aplicaciones de hidrógeno, sean éstas en su estado gaseoso o líquido, con excepción de las siguientes:

9 <https://h2tools.org>

10 <https://www.energy.gov>

- producción o uso de hidrógeno en refinerías de petróleo y plantas químicas como materia prima y producción directamente en proceso;
- instalaciones industriales donde se produce, manipula y almacena hidrógeno para uso final fuera del sitio;
- instalaciones industriales que producen hidrógeno como subproducto que se ventila a la atmósfera;
- sistemas criogénicos utilizados para la licuefacción de hidrógeno;
- instalaciones de hidrógeno a bordo de los vehículos para uso a bordo;
- vehículos que utilizan hidrógeno para la propulsión;
- transporte de hidrógeno, incluidas las tuberías de distribución y transmisión de tuberías de servicios públicos de hidrógeno.

La nueva edición de esta norma contiene, en el capítulo 7 sección 12, una serie de artículos dedicados a la minería. En particular se resaltan los siguientes

- a) Considera que todos los equipos de hidrógeno de las minas deberán estar equipados con alarmas visuales y sonoras suficientes para el entorno en el que se encuentren (sección 7.12.7.2.9).
- b) Considera que se debe contar con un sistema de detección de hidrógeno en el interior de cualquier instalación que opere con hidrógeno gaseoso y también en las estaciones de abastecimiento de hidrógeno, los que deben ser inspeccionados periódicamente para evitar la acumulación de polvo. El sistema de detección debe estar conectado a un sistema de corte, para la instalación de hidrógeno de superficie y para el equipo dispensador, que active alarmas visuales y sonoras. (sección 7.12.7.2.13).
- c) Para cada instalación minera que comience a emplear equipos mineros a hidrogeno, se exige materializar un análisis del efecto de impactos y vibraciones impuestas por el medioambiente a la infraestructura y a los vehículos (tronaduras, superficie de los caminos) (sección 7.12.7.1).
- d) Para futuros análisis de seguridad del hidrógeno en aplicaciones subterráneas, considera que los requisitos para las instalaciones subterráneas de hidrógeno en las minas se limitan a la distribución subterránea de hidrógeno comprimido a través de una red de tuberías que alimentan estaciones subterráneas de abastecimiento de hidrógeno. Todas las demás instalaciones de hidrógeno de mina deben ser situadas a nivel de superficie (sección 7.12.7.3.1).

1.2 Proyectos internacionales y nacionales

A continuación, se presentan los resultados de la revisión de proyectos mineros que emplean tecnologías del hidrógeno, incluyendo proyectos internacionales y chilenos. Los proyectos internacionales levantados encuentran en Sudáfrica, Australia, Canadá, Suecia y EE. UU. El proyecto de Suecia es de producción de acero a partir de mineral de hierro, actividad que, sin ser minera propiamente tal, es de competencia de Sernageomin y, por lo tanto, es incluida en este trabajo. Mas información de dichos proyectos se encuentra en los apéndices. Las dos tablas siguientes resumen los proyectos internacionales, Tabla 1 1, y nacionales, Tabla 1 2.

Tabla 1-1 Resumen de proyectos mineros internacionales relacionados a hidrógeno

Nº	País	Nombre Proyecto	Empresa	Objetivo	Estatus
1	Sudáfrica	Desarrollo y pruebas piloto CAEX propulsado por H2 FC	Anglo American	Desarrollar un sistema Piloto CAEX ¹¹ FC ¹² y su cadena de valor de H2 para aplicación en minería a rajo	En desarrollo, 2021 comenzó AIV ¹³ , 06 de mayo 2022 comenzaron pruebas piloto en terreno ^{14,15} . (Sección 1.6.1)
2	Sudáfrica	Tren mina subterránea FC	Anglo American Platinum	Probar una locomotora H2 FC para transporte mineral en minería subterránea	Terminado ¹⁶ . (Apéndice 9.1.4)
3	Sudáfrica	HySA Infrastructure	HySA	Desarrollar pruebas de seguridad de H2 en túnel minero de laboratorio	Actualmente en operación ¹⁷ . (Apéndice 9.1.5)
4	Sudáfrica	H2 Grúa horquilla para empleo en "Impala Refining Services"	Impala Platinum (implats)	Diseñar, desarrollar y probar una "Grúa horquilla" en base a celdas de combustible para uso en la refinería	Proyecto desarrollado entre 2012 al 2016. (Apéndice 9.1.6)
5	Australia	Desarrollo CAEX y "blasthole drill rig" propulsado por H2 FC	Fortescue Metals Group (FMG) y Fortescue Future Industries (FFI)	Desarrollar un CAEX y una perforadora para tronadura propulsada por H2 FC	Anunciado en prensa, pero se desconoce avance técnico ¹⁸ . (Apéndice 9.1.7)
6	Canadá	RAGLAN Mine Renewable Electricity Smart-Grid Pilot Demonstration	Glencore	Usar H2 en el sitio minero como almacenamiento de energía para generación de electricidad, pilotaje	Terminado y piloto en operación ¹⁹ . (Apéndice 9.1.8)
7	Canadá	Mina experimental en Val-d'Or	NRCan y CanmetMining	Investigar riesgos del hidrógeno en cámara que simula minas subterráneas	En desarrollo, sin resultados aún (Apéndice 9.1.9)
8	Suecia	HYBRIT	SSAB	Producir acero a partir de mineral mediante H2 en reemplazo de combustibles fósiles.	En desarrollo. Primera tonelada de producción de acero verde realizada ²⁰ . (Apéndice 9.1.10)
9	Estados Unidos	Fuel Cell Hydrogen Mining Loader (LHD)	DOE	Desarrollar un cargador frontal de bajo perfil (LHD) en base a FC para minas subterráneas	2004-2008. Proyecto terminado anticipadamente. ²¹ (Apéndice 9.1.11)

A partir de la revisión de estos proyectos internacionales, desde el punto de vista de la seguridad, se observa que para uno de los proyectos que operan en minas subterráneas (proyecto 2, Tabla 1-1) se ha preferido transportar el hidrógeno por cañería para el abastecimiento de equipos. Sin embargo, esta preferencia se debe al análisis previo al diseño y no a experiencia con distintos medios de transporte. También se ha preferido, para minas subterráneas, el almacenamiento de hidrógeno a bordo de vehículos en tanques con hidruros metálicos, debido a que operan a menor presión (proyectos 2, 4 y 9). Se ve que algunos proyectos son más bien demostrativos y no reportan de manera explícita conclusiones o recomendaciones sobre seguridad, pero la preocupación por la seguridad está siempre presente, aunque sea implícitamente (proyectos 1, 2, 4, 5, 6, 8 y 9). Por otro lado, se observan proyectos donde uno

11 Camión de Extracción de mineral

12 Celda de Combustible

13 AIV: Assembly, Integration and Verification

14 <https://im-mining.com/2021/07/29/anglo-american-says-fuel-cell-battery-hybrid-mining-truck-project-mogalakewna-entering-final-phase-testing-start-q4-2021/>

15 <https://im-mining.com/2022/05/06/nugen-mining-truck-a-smart-step-for-anglo-american-giant-leap-for-south-africas-hydrogen-economy/>

16 <https://www.railway-technology.com/uncategorised/newsanglo-american-platinum-launches-new-fuel-cell-powered-mine-locomotive/>

17 <https://hysainfrastructure.com/clean-mining-platform/>

18 <https://im-mining.com/2021/08/30/fortescue-future-industries-begins-testing-hydrogen-powered-mining-truck-blasthole-drill-rig/>

19 <https://www.nrcan.gc.ca/science-and-data/funding-partnerships/funding-opportunities/current-investments/glencore-raglan-mine-renewable-electricity-smart-grid-pilot-demonstration/16662>

20 <https://www.hybriddevelopment.se/en/we-have-done-it/>

21 <https://www.osti.gov/biblio/990290>

de los objetivos principales es el estudio de la seguridad (proyectos 3, 7). Hay más proyectos en minas a rajo abierto (proyectos 1, 4, 5, 6, 8) que subterráneas (proyectos 2, 3, 7, 9), a pesar de que la sustitución de petróleo por hidrógeno es más ventajosa en estas últimas²²; esto probablemente refleja los mayores riesgos del uso de hidrógeno en minas subterráneas (debido a los impactos del confinamiento), que hace aconsejable ganar experiencia en minas abiertas antes de introducir el hidrógeno en minas subterráneas.

Tabla 1-2 Resumen de proyectos de hidrógeno en Chile

Nº	País	Nombre Proyecto	Empresa	Objetivo	Estatus
1	CORFO	Dual fuel hydrogen-Diesel combustion system for mining haul trucks	ALSET	Materializar un piloto para el uso del Hidrógeno en combustión dual para camiones de grandes tonelajes en la minería (CAEX)	En proceso de cierre anticipado. (Apéndice 9.1.12)
2	CORFO	Uso de celdas de combustibles de H2 para cargador frontal LHD, en minería subterránea	UTFSM	Transformar un vehículo de proceso minero LHD ²³ , de diésel a eléctrico	En proceso de cierre anticipado (Apéndice 9.1.13)
3	CORFO	HYDRA	Consortio liderado por Mining ³²⁴	Desarrollar un banco pruebas de tren de potencia FC en ambiente minero	En ejecución, etapa AIV. (Sec. 1.6.2)
4	Anglo American	Grúa horquilla a H2	Anglo American	Desarrollar un sistema piloto de producción, almacenamiento, dispensado y consumo de H2 en una grúa horquilla propulsada con celdas de combustible	Pruebas piloto en ejecución. (Apéndice 9.1.14)
5	Minera San Pedro y CNP	Operaciones mineras con H2	Minera san Pedro y CNP ²⁵	Introducir el H2 para reducir el uso de combustibles fósiles en las operaciones mineras	Ejecución. (Apéndice 9.1.15)
6	Copec-GIZ	Comportamiento de Buses H2 FC en condiciones mineras	Copec	Estudiar el comportamiento y cadena de valor de buses de recorrido para transporte de trabajadores mineros	Estudio técnico (Apéndice 9.1.16)
7	Air Liquide	Power to transport H2 solar project	Air Liquide	Desarrollar un sistema de transporte de trabajadores basados en buses de H2 FC	Estudio prefactibilidad. (Apéndice 9.1.17)
8	U. de Concepción	Producción de cobre a partir de concentrado en base a H2	UdeC	Desarrollar el proceso de obtención de cobre reemplazando el uso de hidrocarburos por H2	Piloto semi industrial. (Apéndice 9.1.18)
9	CAP-Paul Worth	Refinación de acero mediante H2	CAP-Paul Worth	Implementar un proceso de producción de acero a partir de mineral de hierro reemplazando coque e hidrocarburos por H2 verde	Estudio prefactibilidad. (Apéndice 9.1.19)

De la revisión de los proyectos nacionales relacionados a movilidad en un ambiente minero, el proyecto número 4, de grúas horquilla a H2 de la empresa Anglo American, es el único que, siendo un proyecto de escala piloto, se encuentra en operación a la fecha. Desde el punto de vista de la seguridad, el proyecto cumplió con los requerimientos definidos en la guía de proyectos especiales de hidrógeno para a la minería de Sernageomin y fue aprobado por dicha institución. El proyecto número 3, HYDRA, se encuentra preparando su etapa de pilotaje en minera Centinela de la empresa AMSA, para lo cual

22 La combustión de petróleo diésel en motores genera contaminantes, como hollín y COVs, que requieren mayores tasas de ventilación de la mina subterránea para no afectar a los trabajadores. El hidrógeno consumido en celdas de combustible, en cambio, produce sólo vapor de agua, reduciendo la ventilación necesaria, lo que implica menor CAPEX y OPEX en los sistemas de ventilación.

23 Load-Haul-Dump

24 Engie, AMSA, Mitsui, & Co (USA) Thiess, Ballard Power Systems, Hexagon Purus, Reborn Electric Motors, Liebherr Mining.

25 <https://www.mch.cl/2022/01/20/proyecto-de-h2-en-mineria-gana-concurso-de-hidrogeno-verde-de-la-agenciase/>

no solo se está siguiendo la guía de Sernageomin, sino que, además, considera la participación de un experto internacional en temas de hidrógeno en minería (ver sección 1.6.2). Por otro lado, respecto al uso del hidrógeno en procesos mineros, la UdeC (número 8) está actualmente en la etapa final de construir una planta a escala de laboratorio para la obtención de cobre metálico a partir de concentrado de cobre mediante el uso de hidrógeno (ver apéndice 9.1.18).

1.3 Entrevistas

Considerando los proyectos internacionales y nacionales revisados, y previa aprobación del Plan de Entrevistas por el Banco Mundial, Sernageomin y Ministerio de Energía, se realizaron entrevistas a profesionales tanto de organismos públicos de Canadá, Australia y Sudáfrica, como de proyectos relevantes. Las instituciones y contactos entrevistados se indican en la Tabla 1 3 , para las instituciones internacionales, y en la Tabla 1 4 , para aquellas nacionales.

Tabla 1-3 Listado de entrevistas internacionales relacionadas a proyectos mineros con H2

Nº	País	Nombre Proyecto	Empresa u Organismo	Punto de contacto
1	Sudáfrica	No aplica	Hydrogen and Energy Department of Science (HEDS)	Rebecca Maserumule, Chief Director- PhD.
2		Desarrollo y pruebas piloto CAEX propulsado por H2 FC	Anglo American	Julian Soles Leader of the H2 Mining Truck project at Mogalakwena, S. Africa.
3		HySA Infrastructure	HySA	Professor Dmitri Bessarabov, Director: DSI National Center of Competence: Hydrogen Infrastructure.
4	Australia	No aplica	Department for Energy and Mining	Dominic Pepicelli, Principal Reservoir Engineer
5		No Aplica	Department for Energy and Mining	Nick Smith Executive Director, Growth & Low Carbon Growth & Low Carbon Division
6	Canadá	Incorporación del H2 en el CHIC	Technical Committee on CHIC, BNQ	Andrei Tchouvelev Chair, BNQ Technical Committee on CHIC
7		Incorporación del H2 en minería en el CHIC	Technical Committee on CHIC, BNQ	Marc Betournay

Tabla 1-4 Listado de entrevistas nacionales relacionadas a proyectos mineros con H2

Nº	Nombre Proyecto	Empresa u Organismo	Punto de contacto
1	Hydra	Mining3	Luis Marín Hydra - Project Director
2	Grúas Horquillas, Las Tórtolas, Anglo American Chile	Anglo American Chile	María Loreto Maturana Energy Project Manager
3	Aplicación hidrógeno en la minería	Minera San Pedro	Patricio Lillo
4	Aplicación hidrógeno en la minería	Minera San Pedro	Richard Gómez
5	Refinación de cobre mediante H2	Universidad de Concepción	Dr. Roberto Parra

El resultado de las entrevistas se resume en las siguientes dos secciones y los detalles se encuentran en los anexos 7.1.1 a 7.1.3. Los documentos bases que sirvieron para desarrollar las entrevistas, tanto internacionales como nacionales, se encuentran en Anexo 7.1.1.A, para los desarrolladores de proyectos y en Anexo 7.1.1.B, para los organismos reguladores. La información obtenida de las entrevistas y las respuestas a los cuestionarios que se realizaron a las personas, tanto del extranjero como nacionales, señaladas en la Tabla 1-3 y Tabla 1-4, se encuentran en Anexo 7.1.2 y Anexo 7.1.3 respectivamente. La información obtenida de las entrevistas de carácter técnico, es decir, asociadas a proyectos de desarrollo de tecnologías que emplean hidrógeno, que el consultor encontró relevantes para el objetivo del presente estudio, se encuentran incorporadas en la descripción de los proyectos que se presentan en la sección 1.6 del presente informe.

1.3.1 Entrevistas realizadas a proyectos y organismos internacionales

Respecto de Canadá, el Dr. Andrei Tchouvelev,²⁶ quien preside como Chairman del Canadian Hydrogen Installation Code (CHIC), anunció en la entrevista realizada el 10/01/2022 una actualización del CHIC que incorporaría requisitos de seguridad en el uso de hidrógeno para la minería. El citado documento fue publicado con posterioridad a la entrevista, el 30 de mayo del 2022, y se comentó en la sección 1.1. Respecto del enfoque minero, el Dr. Marc Betournay fue la persona responsable de la incorporación de esos temas en el CHIC²⁷. Actualmente el Dr. Betournay (Entrevista en Anexo 7.1.2.F) señala que está asesorando a Mining3 Chile, sobre temas regulatorios, tecnológicos de hidrógeno, evaluaciones de riesgos y de seguridad relevantes, que respaldarán el proyecto Hydra en Chile, y que podrían servir como recomendación para el desarrollo de estándares de seguridad de hidrógeno aplicado a vehículos mineros.

Respecto de las entrevistas desarrolladas a organizaciones del estado, tanto de Australia como de Sudáfrica, en particular las realizadas a la Dra. Rebecca Maserumule, Chief Director del Hydrogen and Energy Department of Science (HEDS) de Sudáfrica, a Dominic Pepicelli, Principal Reservoir Engineer y a Nick Smith Executive Director de la Growth & Low Carbon Division, ambos del Department for Energy and Mining Estado de South Australia, Australia (Anexos 7.1.2.A, 7.1.2.D y 7.1.2.E), se puede señalar que en ambos países la minería está considerada como un elemento relevante de la estrategias del hidrógeno, como resalta directamente la Dra. Rebecca Maserumule (Anexo 7.1.2.A), y donde dichos países desarrollarán un esfuerzo importante en diferentes dimensiones. Sin embargo, en ambos países no existe actualmente regulación específica en torno al hidrógeno y su aplicación en el ámbito minero. En efecto, como señaló Nick Smith (Anexo 7.1.2.E) el esfuerzo en el corto plazo se está realizando en el ámbito de la materialización y desarrollo de proyectos de hidrógeno y no se contempla desarrollar regulación para la minería en este plazo. También, de acuerdo a lo que señala Dominic Pepicelli y Nick Smith (Anexo 7.1.2.D y 7.1.2.E, respectivamente) y que coincide con lo señalado por Dmitri Bessarabov (Anexo 7.1.2.A), las empresas desarrolladoras de tecnología, en particular en este caso de tecnologías de aplicación del hidrógeno a proyectos mineros, son las responsables de desarrollar estudios y análisis de seguridad y riesgo a sus proyectos. Luego, con ellos demostrarle al estado que se mitigará cada uno de los peligros levantados y que antes del inicio del proyecto deberán demostrarlo. Para lo anterior, tanto en Australia como en Sudáfrica, no le exigen un determinado tipo de herramienta o metodología de análisis, sino que esto queda a la decisión particular de cada empresa. En este sentido; como lo señala Dmitri

²⁶ Email de Andrei Tchouvelev a Rodrigo Caro de fecha 10 de enero de 2022 (Apéndice 9.1.2)

²⁷ Email de Marc Betournay a Rodrigo caro de fecha 11 de enero de 2022 (Apéndice 9.1.3)

Bessarabov, las empresas han usado, como línea base de partida, las normas existentes en Sudáfrica para el uso industrial del hidrógeno como gas inflamable y, además, están utilizando las mejores prácticas de la seguridad minera.

1.3.2 Entrevistas realizadas a proyectos y organismos nacionales

Se realizaron entrevistas a proyectos de movilidad minera; el proyecto de grúas horquillas de minera Anglo American y el proyecto HYDRA del consorcio liderado por Mining3, al proyecto de uso estacionario de celdas de combustible en minería liderado por el CNP para Minera San Pedro y al proyecto de empleo de hidrógeno en procesos metalúrgicos de cobre en la UdeC.

En los proyectos relacionados a transporte y movilidad, sólo el proyecto de la grúa horquilla potenciada con celdas de combustible de Anglo American en cerro las Tórtolas, se encuentra en operación a nivel piloto. De acuerdo a Loreto Maturana (ver entrevista a jefe del proyecto en apéndice 9.1.14), el proyecto comenzó a generar información respecto de temas asociados a seguridad y operación, siendo el polvo y la humedad ambiente, hasta el momento, los con mayor impacto en tema operacionales, aumentando la frecuencia de mantenimiento de los filtros por su efecto en el desempeño del equipo. El otro proyecto en desarrollo es HYDRA; que se presenta en mayor detalle en la sección 1.6.2, y del que se espera entrará en operación piloto con un power train estacionario en las instalaciones de minera Centinela durante el segundo trimestre del año 2022. De acuerdo al jefe de proyecto Luis Marín (Entrevista en Anexo 7.1.3.A) Las principales preocupaciones para el proyecto son el efecto del polvo en el desempeño de la celda de combustible para lo cual se encuentran realizando una serie de pruebas y además, asesorándose con un experto internacional (ver entrevista en Anexo 7.1.2.F) en uso del hidrógeno en minería.

De acuerdo al Dr. Roberto Parra de la UdeC (entrevista en Anexo 7.1.3C), la Universidad de Concepción (Udec) se encuentra desarrollando un nuevo proceso de producción de cobre a través del uso del hidrógeno en un reactor cerrado mediante una reacción heterogénea sólido/gas (ver mayor información del proyecto en 9.1.18). Actualmente la UdeC terminó la etapa de laboratorio y se encuentra terminando de implementar una planta semipiloto de capacidad de procesamiento de 50 kilos de concentrado de cobre al día, la que entrará en operación durante el segundo semestre del 2022.

También se realizó una entrevista al jefe del proyecto de Minera San Pedro, Richard Gómez. El proyecto denominado "Integración de Sistemas H2V en Entorno Minero para Respaldo Energético y Desarrollo de Capacidades San Pedro"(Entrevista en Anexo 7.1.3.E) y descrito en el Apéndice 9.1.15, plantea producir hidrógeno, transportarlo y usarlo en la alimentación de una celda de combustible estacionaria para generar electricidad al campamento minero. Dentro de las principales lecciones aprendidas, Richard Gómez señala que hay poca preparación del capital humano, y que, por lo tanto, es importante preparar técnicos en la O&M de equipos de hidrógeno verde. El proyecto empleo como referencia para temas de seguridad lo requerido en la guía de proyectos de hidrógeno de Sernageomin.

1.3.3 Conclusiones de las entrevistas

Las principales conclusiones de las entrevistas son:

- La norma canadiense CAN/BNQ 1784-000/2022 incluyó en la segunda edición (2022) una sección específica dedicada al uso de hidrógeno en la minería.
- El especialista en seguridad del hidrógeno Mark Betournay (participó en la elaboración de la norma CAN/BNQ 1784-000/2022 y está asesorando a Mining3) podría dar recomendaciones específicas a Sernageomin, si este lo solicita y Mining3 lo permite.
- En Sudáfrica y Australia el uso de hidrógeno en la minería es relevante para sus estrategias de desarrollo del hidrógeno verde.
- Sólo Canadá ha desarrollado una sección de una norma general de instalaciones de hidrógeno con requisitos de seguridad para el hidrógeno usado en minería; el contenido de la sección es limitado, pero será ampliado en el futuro.
- Tanto Sudáfrica como Australia no contemplan desarrollar en el corto plazo regulaciones de seguridad para el hidrógeno en minería.
- Tanto Sudáfrica como Australia consideran que las empresas que desarrollan tecnologías de hidrógeno son responsables de realizar evaluaciones de riesgo, implementar medidas de mitigación y demostrarle a la autoridad competente que las instalaciones son suficientemente seguras; las empresas son libres de usar las herramientas de evaluación de riesgos que estimen adecuadas.
- En Sudáfrica las empresas han usado como base las normas locales para el uso industrial de hidrógeno, además de las prácticas de seguridad minera.
- Es necesario realizar modificaciones en los procedimientos de operación y de mantenimiento de los equipos, para incluir los requerimientos adicionales de seguridad necesarios para usar hidrógeno.
- A nivel nacional, existe preocupación por los efectos del polvo, la altura y la humedad y su efecto en la operación de las celdas de combustible.
- Se señala como importante preparar técnicos en la O&M de equipos de hidrógeno verde, en especial para los ambientes mineros.
- La guía de proyectos mineros a hidrógeno del Sernageomin y la guía para proyectos especiales de hidrógeno de la SEC son herramientas útiles para abordar el diseño de los proyectos mineros que emplean tecnologías de hidrógeno.

1.4 Descripción de los proyectos Internacionales y nacionales

En función del listado de la información levantada y señalada en las Tabla 1-1 y Tabla 1-2, complementada con las entrevistas realizadas y disponibles en los Anexos 7.1.2 y 7.1.3, a continuación, se describen en mayor detalles los dos proyectos más relevantes de uso de hidrógeno en minería: el desarrollo del camión minero CAEX de Anglo American en Sudáfrica y el proyecto Chileno HYDRA. Los detalles de otros proyectos, tanto internacionales como nacionales, se presentan en los apéndices 9.1.4 al 9.1.19.

1.4.1 Desarrollo y pruebas piloto CAEX propulsado por H2 FC, Sudáfrica

El 06 de mayo de 2022 Anglo American inició las pruebas en terreno del primer camión híbrido a baterías e hidrógeno denominado NuGen™. El proyecto se está desarrollando en Sudáfrica, en la mina Mogalakwena de la empresa Anglo American, localizada en la región de Limpopo. De acuerdo a lo señalado por Julian Soles, Jefe del proyecto de Anglo American para el desarrollo y pilotaje del CAEX híbrido (entrevista en Anexo 7.1.2.B), en dicha mina se realizó la integración, ensamble y verificación (AIV²⁸) del sistema para posteriormente desarrollar un periodo de pruebas operacionales del sistema en un ambiente minero.

El sistema desarrollado comprende diferentes subsistemas y va desde la producción, acondicionamiento, almacenamiento y abastecimiento de hidrógeno verde a un camión CAEX, hasta las pruebas de operación de dicho camión, los que se encuentran ubicados dentro del recinto minero. Los principales subsistemas son:

- Infraestructura y equipos de producción, almacenamiento y acondicionamiento de hidrógeno
- Infraestructura y equipos de dispensado a alta velocidad de hidrógeno
- Equipo móvil de dispensado a alta velocidad de hidrógeno
- un camión de extracción (CAEX) diésel marca Komatsu 930E de 290 toneladas modificado para operar exclusivamente a hidrógeno, con:
 - Un módulo de potencia híbrido de 2 MW en base a Celdas de combustible (FC) y baterías.
 - Módulo de electrónica de potencia
 - Rack de almacenamiento de hidrógeno

La integración del sistema de hidrógeno del camión fue responsabilidad de la empresa norteamericana First Mode, socio tecnológico de Anglo American, y se desarrolló en las instalaciones localizadas en Seattle, USA. Para el desarrollo del módulo de potencia híbrida de 2 MW, la FC fue desarrollada por la empresa Ballard y el módulo de energía de batería y la electrónica de potencia por la empresa Williams Advanced Engineering. El tanque de almacenamiento de hidrógeno fue desarrollado por la empresa NPROXX en Alemania.

La producción y almacenamiento de hidrógeno es de responsabilidad de la empresa Engie y para ello cuentan con un electrolizador marca NEL, de 3,5 MW de potencia el que es alimentado por una planta solar fotovoltaica instalada en las cercanías del taller de mantenimiento del camión. Los sistemas de dispensado para el abastecimiento de hidrógeno los desarrolló la empresa Plug Power.

Actualmente se comenzó el programa de prueba y validación en el sitio en Mogalakwena. La Figura 1-1 muestra el estatus de la integración de los subsistemas del CAEX a la fecha de julio del 2021.

Figura 1-1 Subsistemas del CAEX FCEV y status de ellos en el sitio de pruebas en Mogalakwena²⁹

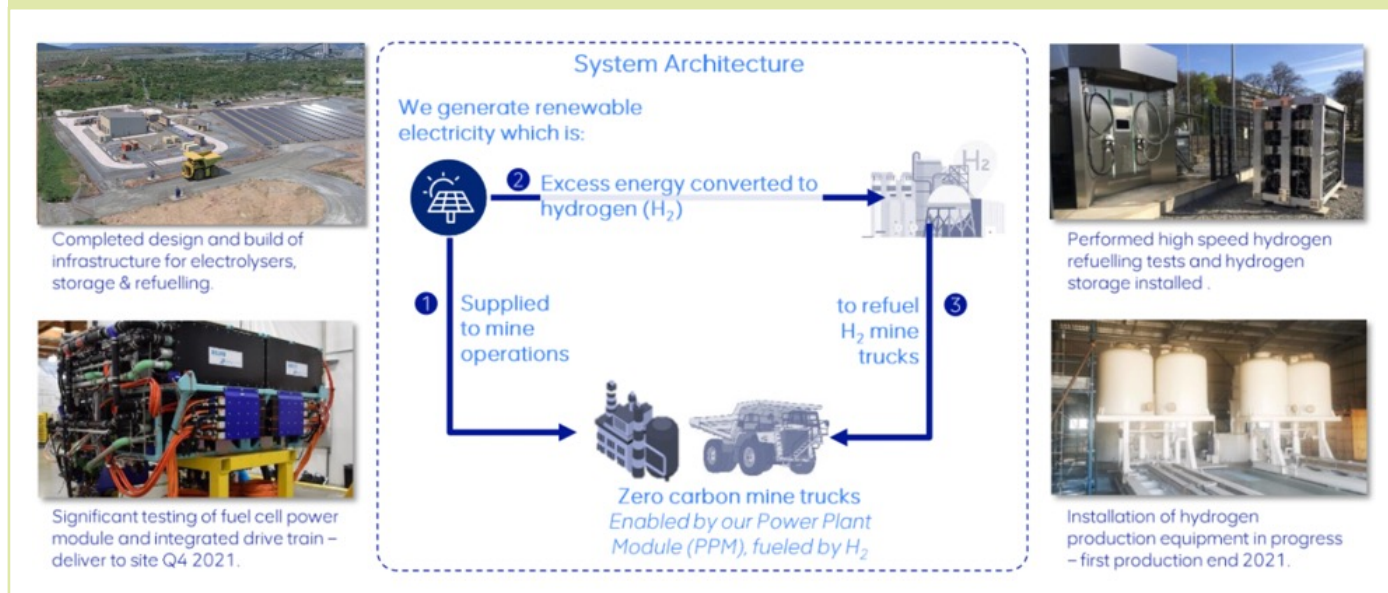


Los principales hitos del proyecto, que permitieron llegar a la etapa de pruebas, fueron: el diseño, construcción y prueba completos de un paquete de baterías de 1,1 MW/h para aplicación en el camión de extracción; diseño, construcción y pruebas de módulos de celdas de combustible múltiples que entregan hasta 800 kW de potencia; desarrollo y pruebas del software de control necesario para administrar de manera segura la potencia y la energía entre las celdas de combustible, las baterías y el tren motriz del vehículo; diseño, construcción y prueba del nuevo sistema de gestión térmica; integración mecánica completa de celdas de combustible y sistemas de batería; y diseño y desarrollo de pruebas de reabastecimiento de hidrógeno a alta velocidad. También se completó y consideró como hito la preparación del sitio de pruebas en Mogalakwena, y el diseño y la construcción de toda la infraestructura de soporte para electrolizadores, almacenamiento y reabastecimiento de combustible. Actualmente se está terminando de instalar el equipo electrolizador de producción de hidrógeno y los compresores de alta presión para el reabastecimiento de combustible. Se estima que la primera producción de hidrógeno se materializará el primer trimestre del año 2022.

Julian Soles, jefe del proyecto del CAEX potenciado con FC y baterías de Anglo American, señala que el CAEX de prueba tendrá inicialmente tanques de 350 bar de presión y que en el futuro esperan utilizar tanques a 700 bar. Durante las pruebas el camión cargará 65 kilos de hidrógeno, estimándose que durante ellas deberá reabastecerse entre dos a tres veces por turno. Dentro de la estrategia operacional señala que está considerado el desarrollo de un sistema de dispensado móvil de hidrógeno, el que debería comenzar las pruebas durante el año 2023. La arquitectura del sistema junto con la vista del sitio de pruebas, el banco de celdas de combustible y el sistema de generación y dispensado de hidrógeno

29 Fuente: <https://www.angloamerican.com/~media/Files/A/Anglo-American-Group/PLC/media/presentations/2021pres/2021-interim-results-and-q3-roadshows.pdf>

Figura 1-2 Arquitectura del sistema, sitio de pruebas y componentes principales³⁰



Respecto de los análisis de riesgos, Julian Soles indica que hicieron muchos y diferentes análisis de riesgo y estudios de seguridad y que esa actividad la desarrollo la empresa DNV. En temas de seguridad plantea que mitigarán y eliminarán, según corresponda, todos los riesgos identificados en los diferentes estudios que realizaron. En cuanto a potenciales explosiones del hidrógeno, señala que se debe evitar alcanzar las condiciones para ello, por lo que incorporaron sistemas de alivio de presión y un diseño general que busca eliminar la posibilidad de que, si se libera hidrógeno, este quede atrapado en algún compartimiento en el equipo. También reemplazaron el aire de los neumáticos de los camiones por nitrógeno. Considera que las altas temperaturas ambiente, que sobrepasan a veces los 40°C, son el principal peligro, y que están tomando todas las medidas de mitigación necesarias para la gestión térmica en el CAEX. La gestión térmica los llevó a rediseñar algunos componentes, por ejemplo, el radiador del equipo, y a reemplazar el glicol refrigerante por agua, por cuanto, señala Julian, es más eficiente para la transferencia de calor. Por otro lado, estima que tendrán más problemas con las baterías que con el hidrógeno debido a las altas temperaturas.

1.4.2 HYDRA

El proyecto Hydra, en desarrollo actualmente, es financiado por el programa de alta tecnología de Corfo³¹ (CLP 252.000.000) y fue adjudicado a fines del año 2020 al centro de investigación minera Mining3, quién junto con la empresa ENGIE y Antofagasta Minerals formaron el consorcio Hydra. Este proyecto incluye entre sus objetivos el diseño y fabricación de un prototipo de este tren de potencia híbrida, que será testeado en un banco de pruebas, donde se replicarán las condiciones mineras, incluyendo su perfil de uso operacional, bajo carga y rutas distintas, condiciones de altitud, entre otros. Incluye el diseño, la fabricación y la prueba de una celda de combustible de 200 kW más un prototipo de tren motriz de batería en condiciones mineras (altitud, polvo, temperatura, etc.). A su vez busca obtener la combinación óptima

30 Fuente: adaptado de <https://im-mining.com/2021/07/29/anglo-american-says-fuel-cell-battery-hybrid-mining-truck-project-mogalakewna-entering-final-phase-testing-start-q4-2021/> y de <https://www.angloamerican.com/~media/Files/A/Anglo-American-Group/PLC/media/presentations/2021/pres/2021-interim-results-and-q3-roadshows.pdf>

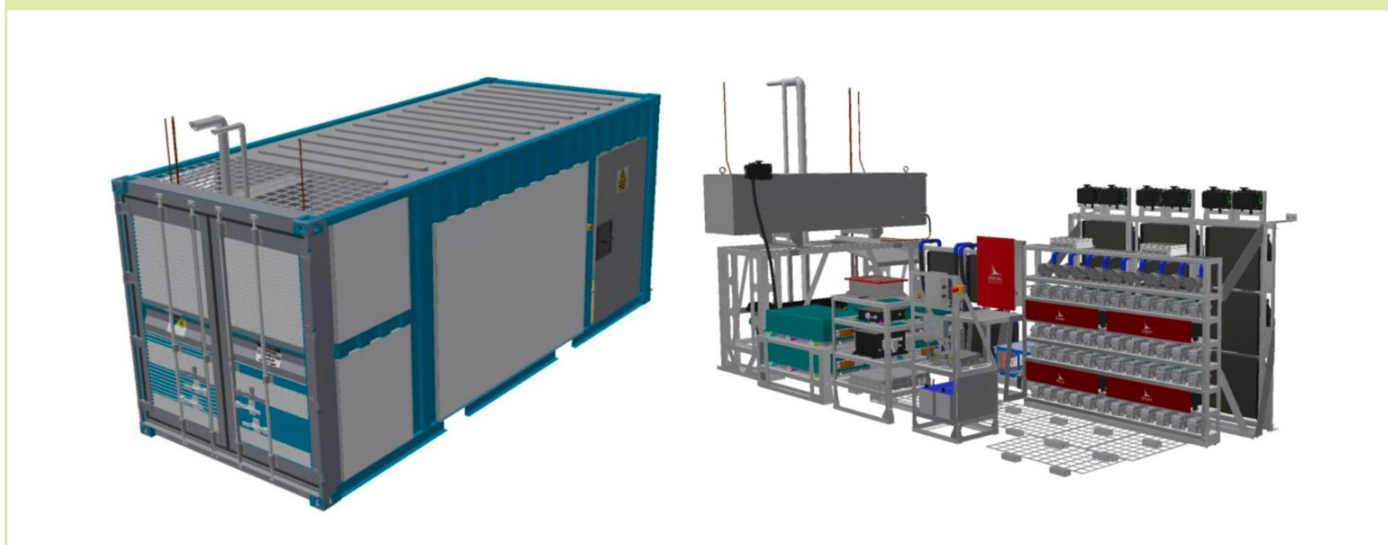
31 <https://www.csiro.cl/proyecto-hydra/>

de celdas y baterías; estudiar y resolver los problemas de conexión entre estas fuentes, estudiar distintas estrategias de recarga de hidrógeno, además de colaborar en la adaptación y creación de protocolos y normativas que garanticen la seguridad en su operación a gran escala.

Este proyecto también contempla dentro de sus objetivos la realización de estudios sobre la competitividad de la tecnología de hidrógeno versus alternativas de energéticos fósiles, desarrollando casos de negocio que incluirán análisis de oportunidades y el impacto de esta tecnología, permitiendo la evaluación de potenciales mejoras en el negocio minero e ir alineando a sus metas de descarbonización. Para ello, esperan implementar una plataforma colaborativa donde participarán compañías mineras para acceder a condiciones reales de operación, proveedores de tecnología de celdas de combustibles, almacenamiento de hidrógeno y empresas de integración, quienes aportarán con su conocimiento y experiencia para validar esta tecnología. También contemplan la participación de entidades de gobierno para avanzar en temas de regulación.

De acuerdo a lo señalado por Luis Marín, Director del proyecto HYDRA de Mining3, (Entrevista en Anexo 7.1.3.A); a la fecha del presente informe, aún no se ha definido el sitio específico de pruebas en ambiente minero, pero será en las instalaciones de minera Centinela en la Región de Antofagasta, Chile, en minería a rajo abierto, a una altitud de 2.200 metros, temperaturas promedio entre 0° a 25°, aproximadamente, y velocidad del viento esperada hasta 30 km/h. También se espera existan condiciones temporales o estacionales de lluvia altiplánica, polvo, estática ambiental y humedad. De dicha mina se extraen minerales de sulfuros y óxidos de cobre. Previo a las pruebas en terreno se realizarán algunas en un entorno urbano. Para ello el banco de prueba fue diseñado de forma que esté contenido en un contenedor como se muestra en la Figura 1-3.

Figura 1-3 Conceptualización del banco de prueba



Según aclara Luis Marín, el prototipo pretende representar una versión reducida de un sistema similar que se implementará en un futuro camión minero (CAEX), y el banco de pruebas tendrá la capacidad de simular la potencia generada por un motor diésel CAEX, pudiéndose además medir la corriente, el

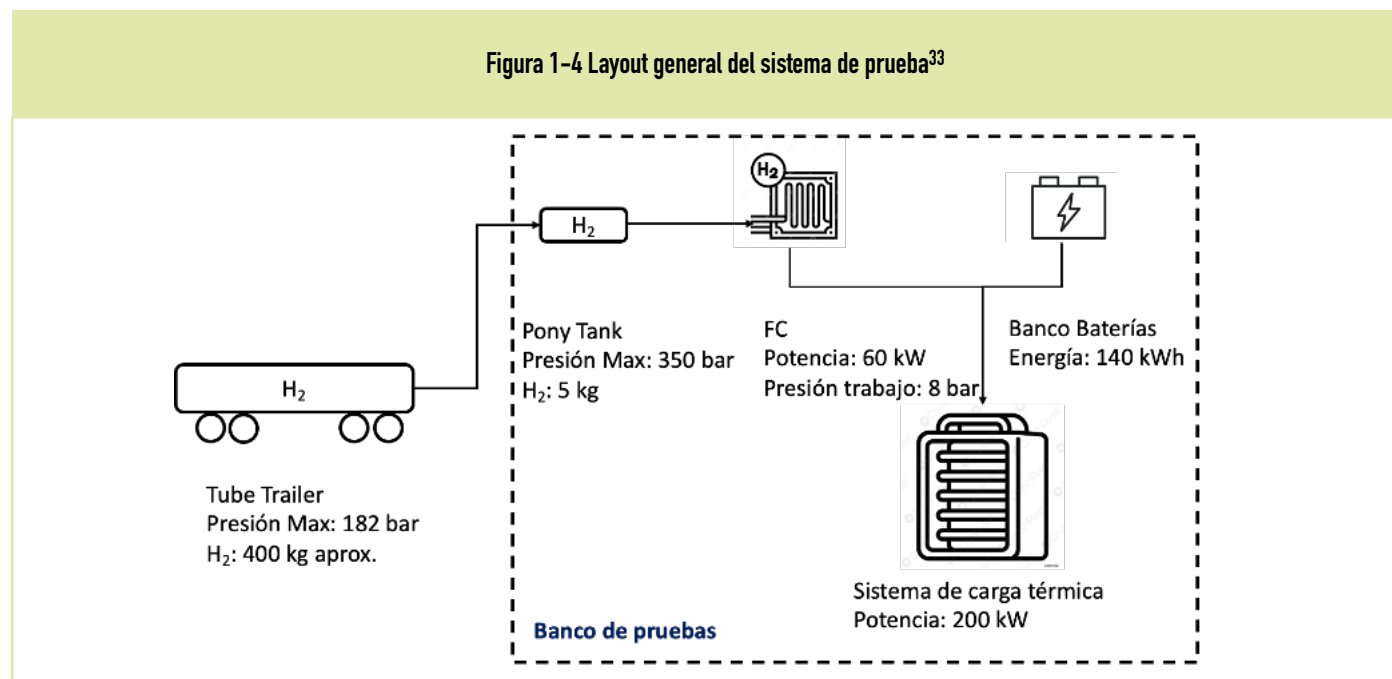
voltaje y el hidrógeno consumidos para validar un caso de negocios para sitios mineros. Las pruebas están destinadas a abordar dos áreas principales: los efectos de los factores operativos de la minería en el rendimiento del tren de potencia y el impacto de las condiciones ambientales de la minería en la vida útil de los componentes críticos de una celda de combustible de hidrógeno.

Luis Marín aclara que mediante las pruebas en terreno se podrán identificar brechas técnicas, regulatorias y de seguridad que deben abordarse para permitir el uso de hidrógeno en operaciones mineras. No se trabajará con ningún equipo móvil y la potencia de la celda de combustible se limitará a 60 kW (que corresponde a una fracción de la potencia de salida de un motor CAEX). Las baterías darán un almacenamiento de energía de 140 kWh. De acuerdo a la planificación del proyecto, las pruebas comenzarán en marzo, sin embargo, a la fecha del presente informe ellas aún no han comenzado.

En términos de aspectos de análisis de seguridad y riesgo, Luis Marín señala que se realizaron estudios HAZID y se siguieron las exigencias de las regulaciones nacionales vigentes que se pueden aplicar al caso de del hidrógeno como los Decretos del Ministerio de Salud N° 43 de almacenamiento de sustancias peligrosas y N° 594 sobre condiciones sanitarias y ambientales básicas en los lugares de trabajo, y el Decreto N° 40 del Ministerio del Trabajo y Previsión Social sobre de prevención de riesgos profesionales. También se consideraron las principales regulaciones internacionales, tales como la: EC 62282 "Fuel cell technologies", la NFPA 2 "Hydrogen Technologies Code"; SAE J2578 "Recommended Practice for General Fuel Cell Vehicle Safety"; ISO 17268 "Gaseous hydrogen land vehicle refueling connection devices"; ISO 23273 "Fuel cell road vehicles – Safety specifications – Protection against hydrogen hazards for vehicles fueled with compressed hydrogen"; ISO 6469-3 – "Electrically propelled road vehicles".

Luis Marín resalta que no es un objetivo del proyecto el producir hidrógeno en sitio, sino que este será provisto por la empresa Linde mediante "Tube trailer". Es decir, el abastecimiento de hidrógeno será móvil y será conectado al banco de prueba, como se puede apreciar en la Figura 1-4, mediante tuberías de acero inoxidable 304 o superior.

Figura 1-4 Layout general del sistema de prueba³³



33 Fuente: Proyecto HYDRA adaptado por el consultor

También señala Luis Marín que, desde la perspectiva de los requerimientos de entrenamiento, se han capacitado en almacenamiento de hidrógeno en tanques, operación e integración de la celda de combustible y manipulación de sustancias peligrosas.

A la fecha de la entrevista como se aprecia en la Figura 1-5, el proyecto HYDRA se encuentra completando el proceso de ensamble, verificación e integración de los componentes del banco de prueba en las instalaciones de la empresa Reborn Electric Motors, quien fue la encargada de la integración de los componentes.

Figura 1-5 Instalación de integración de componentes del proyecto HYDRA y Celda de Combustible integrada al banco de prueba con su tanque de hidrógeno³⁴



1.5 Conclusiones y recomendaciones

1.5.1 Conclusiones

De la revisión de las regulaciones, normas, y guías de seguridad relacionadas al hidrógeno, se desprende que existen más de 400 documentos que cubren diferentes aspectos relacionados al hidrógeno, pero sólo uno que contiene requisitos para el hidrógeno en instalaciones mineras. En efecto, sólo la norma CAN/BNQ 1784-000/2022, Canadian Hydrogen Installation Code, incorpora una sección dedicada a la minería.

Las entrevistas realizadas a especialistas y autoridades de Sudáfrica y Australia indican que estos países usan normas y guías para usos generales del hidrógeno y buenas prácticas de seguridad minera, a falta de requerimientos específicos para el hidrógeno en minería. Sin embargo, los especialistas y autoridades están preocupadas por la falta de experiencia en el uso de hidrógeno en minería y encuentran necesario generar nuevo conocimiento en estas aplicaciones.

La revisión de los proyectos, tanto mediante el estudio de documentos publicados como mediante el análisis de las entrevistas, muestra que estos proyectos no han aportado suficiente información como

³⁴ Fuente: <https://www.4echile.cl/publicaciones/webinar-proyectos-de-innovacion-en-mineria-en-chile/>

para sacar conclusiones definitivas, ya que están recién comenzando o tuvieron corta vida. Tal vez la única lección aprendida por el momento es el efecto nocivo del polvo en los sensores de hidrógeno y otros equipos o componentes. Por otro lado, los pilotos de uso de hidrógeno en mina subterránea contemplan el transporte del gas por cañería, lo que es consistente con lo requerido en la norma CAN/BNQ 1784-000/2022. No existen aún resultados que muestren posibles efectos de la altitud, la amplitud de los ciclos de temperatura ambiente diarios y anuales, u otros factores ambientales de las minas.

En resumen, las conclusiones de este capítulo son:

- Existe sólo una sección acotada de una norma general de hidrógeno que establece requisitos para su uso en minería,
- No hay suficiente experiencia para establecer requisitos de seguridad específicos para el hidrógeno en minería,
- Es necesario adquirir experiencia y generar conocimiento sobre la seguridad del hidrógeno en aplicaciones mineras para establecer normas, guías y mejores prácticas de seguridad,
- La experiencia adquirida y el conocimiento generado por los proyectos que se materialicen dictarán la necesidad de crear normas específicas para el hidrógeno en minería; sin embargo, al menos Canadá estima necesario actualizar y completar lo que ya contiene la norma CAN/BNQ 1784-000/2022,
- Canadá y Sudáfrica han desarrollado, mediante programas financiados por los estados, centros de investigación orientados a generar conocimiento en el uso del hidrógeno en ambientes mineros, tanto en temas de seguridad como de desarrollo tecnológico. En ambos casos, los proyectos de investigación han estado orientados al empleo del hidrógeno en minería subterránea.

1.5.2 Recomendaciones

Las principales recomendaciones son las siguientes:

- Referir en la Guía de Sernageomin o, eventualmente, exigir en el DS 132 Reglamento de seguridad minera, la sección 7.12.7 Mining applications de la norma CAN/BNQ 1784-000/2022.
- Actualizar el DS 132 Reglamento de seguridad minera o generar una regulación que considere medidas de seguridad del hidrógeno en instalaciones y faenas mineras tomando como base lo establecido en guía de proyectos de hidrógeno de Sernageomin, la experiencia de la norma CAN/BNQ 1784-000/2022 y la experiencia de los resultados del desarrollo de proyectos tanto nacionales como internacionales.
- Considerar un plan de desarrollo de la regulación por fases. En una primera fase el uso del hidrógeno en minería a rajo abierto y en una segunda fase en minería subterránea. Esto debido a que hay pocos precedentes de aplicaciones en minería subterránea y el esfuerzo en el mundo hoy está enfocado en probar esta tecnología primero en aplicaciones para rajo abierto, donde los riesgos podrían ser menores y más fáciles de mitigar.
- Formar un grupo de trabajo, donde participen al menos profesionales del Ministerio de Energía y de Sernageomin, dedicado a monitorear a) los resultados en términos de seguridad de proyectos mineros nacionales e internacionales de uso de hidrógeno en minería, y b) el desarrollo de nuevas normas, guías y buenas prácticas en esta tecnología.
- Explorar la creación de una relación formal con el Ministerio de Recursos Naturales de Canadá, el Ministerio de Ciencia y Tecnología de Sudáfrica y el Ministerio de Energía y Minas del estado de Australia del Sur,

de manera de buscar sinergias y cooperación mutua en temas de investigación relacionada a aspectos de seguridad del hidrógeno en ambientes mineros.

- En función de la planificación de los proyectos nacionales: sistematizar, catalizar y generar instancias de cooperación e intercambio de conocimiento sobre seguridad, operación y mantenimiento de equipos y procesos mineros que empleen hidrógeno.
- Analizar el complementar la base de datos de Sernageomin con información sobre seguridad y riesgo en el desarrollo y uso de tecnologías de hidrógeno en proyectos mineros, tanto nacionales como internacionales con el objeto de que pueda ser considerada para los análisis de riesgos que se deberán desarrollar.

2 Análisis de riesgo del uso de hidrógeno en mina de rajo abierto

Este capítulo analiza algunas de las herramientas más utilizadas para el análisis de riesgo, recomienda cuatro herramientas para usar en minería, describe el proyecto seleccionado para hacer un análisis de riesgo, analiza los principales peligros externos (no debidos al hidrógeno) de la minería a rajo abierto, y presenta un análisis de riesgo de alto nivel.

Hay que recordar que el riesgo en el contexto de este trabajo se define como una combinación de la probabilidad de que ocurra un accidente, o peligro, y las consecuencias que este tenga. Las herramientas de análisis de riesgo ayudan a estimar el riesgo de un sistema y sus componentes. La estimación del riesgo puede ser cualitativa o cuantitativa, dependiendo de la información que se disponga. El análisis de riesgo cualitativo establece el riesgo relativo de los sistemas y componentes de interés, normalmente agrupados en un conjunto de no más de cinco categorías, como ser, riesgo insignificante, bajo, medio, alto y extremo. Para hacer un análisis de riesgo cuantitativo hay que conocer la probabilidad de ocurrencia de cada evento peligroso y las consecuencias de él. Las consecuencias, a su vez, también son estocásticas, ya que su gravedad depende de factores imposible de conocer con certeza, como ser la velocidad y dirección del viento, la presencia de personas en cada lugar dentro del área impactada por el evento, entre otras.

El capítulo está estructurado en cuatro secciones. La primera, denominada “Herramientas de evaluación de riesgo”, describe y explica en qué consisten las evaluaciones de riesgo cualitativas y las cuantitativas, señalando los principales requerimientos de información que permiten usar una u otra alternativa de evaluación. Adicionalmente, se describen las once herramientas de análisis de riesgos más comunes empleadas para proyectos de hidrógeno, tomando en cuenta las diferentes etapas del desarrollo del proyecto. Se recomiendan cuatro de las herramientas analizadas, resaltando sus ventajas y limitaciones, y su capacidad para identificar peligros, evaluar riesgos y proponer estrategias de mitigación en proyectos de hidrógeno para minería a rajo abierto.

Definidas las herramientas de análisis de riesgo, en la sección 2.2 se describe el proyecto acordado por Sernageomin, MEN y WHA para ser evaluado con algunas de las cuatro herramientas seleccionadas para ello. El proyecto objetivo corresponde un camión CAEX que funciona con hidrógeno como combustible. Este se seleccionó debido a que no hubo suficiente información sobre el proyecto Hydra, dado que aún se encuentra en su etapa inicial de desarrollo.

La tercera sección, denominada “Peligros y factores externos del ambiente minero de rajo abierto”, presenta un análisis de los peligros más frecuentes para un camión CAEX en una mina a rajo abierto, analizando y estimando la frecuencia relativa de ocurrencia de ellos y las consecuencias que han tenido.

La cuarta sección, denominada “Análisis de riesgo cualitativo de alto nivel”, muestra un análisis de riesgo cualitativo empleando las herramientas SWIFT (Structured What If Technique) y WRAC (Workplace Risk Assessment and Control), que son dos de las cuatro recomendadas. Este análisis se hizo considerando los peligros y el ambiente de operación levantados en la sección anterior. El propósito del análisis fue identificar riesgos de alto nivel basados en un diseño conceptual del camión CAEX, extrapolado del proyecto Hydra.

2.1 Herramientas de evaluación de riesgo

El análisis de riesgos es una herramienta probada e importante en cualquier proyecto. Una evaluación evolutiva de riesgos en diferentes etapas del proyecto puede ayudar a mitigar los factores que podrían afectar negativamente su éxito. Es probable que estos factores provengan del diseño de ingeniería, pero también podrían estar relacionados con el negocio, asociados con la facilitación de las operaciones y/o relacionados con la seguridad. Dado que los factores objetivos a mitigar son variados, también lo son las diferentes herramientas de análisis de riesgos, así como el momento más adecuado para utilizarlas en la vida de un proyecto. Por ejemplo, la herramienta más adecuada durante la fase de concepto de un proyecto probablemente será diferente de la herramienta utilizada durante la fase de diseño tardío. Del mismo modo, los análisis cualitativos, cuantitativos y de consecuencias son herramientas valiosas cuando se utilizan con la documentación de respaldo adecuada en el momento adecuado durante un proyecto. En muchos casos, se debe utilizar más de una herramienta para una evaluación integral del riesgo. La evaluación de riesgos es un tema amplio con uso en muchos campos, pero para el propósito de este proyecto, la evaluación de riesgos solo se aplica a los peligros asociados con la implementación de ingeniería de tecnologías de hidrógeno en el entorno minero. Información adicional sobre el análisis de riesgos y la aplicación en la seguridad de los sistemas de ingeniería se puede encontrar en (Vincoli, 2014).

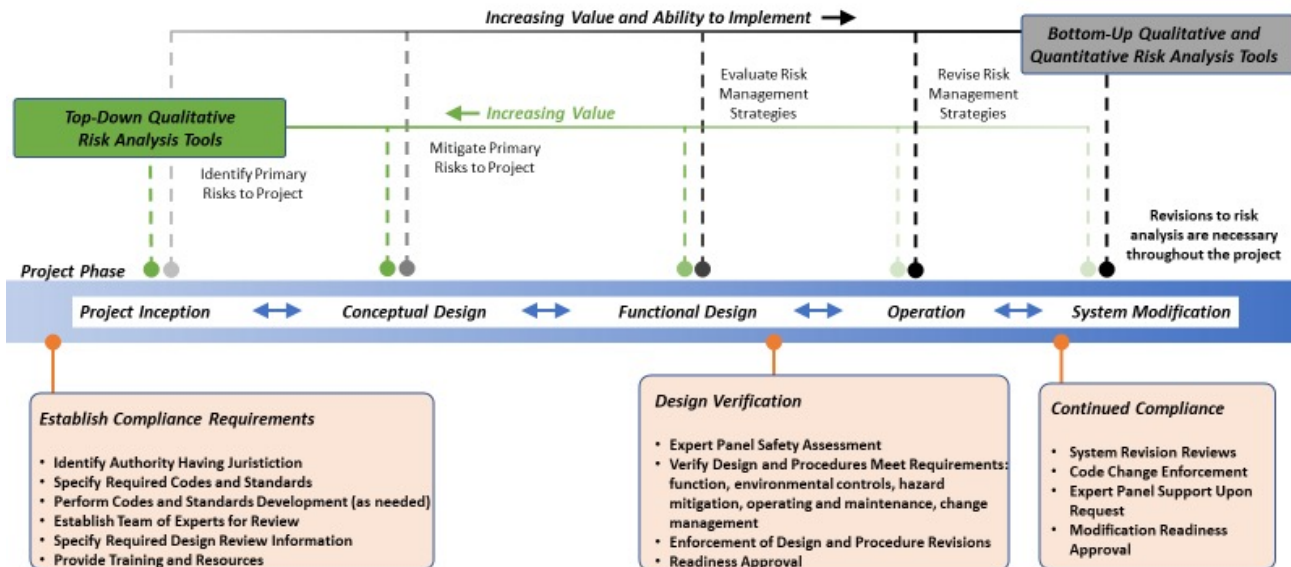
Para la tarea realizada en este documento, es importante aclarar la diferencia entre los peligros y los riesgos operacionales. Los peligros son eventos que representan una amenaza para la vida humana, el medio ambiente o que podrían infligir daños físicos y financieros a uno o más objetos. Por otro lado, los riesgos operacionales son aquellos que amenazan la operación continua de un sistema, con la consecuencia de su incapacidad temporal para operar hasta que se resuelva el problema. Para esta tarea, solo se consideran los peligros y las herramientas de análisis de riesgos que evalúan dichos peligros. Los riesgos operacionales no fueron una consideración en la evaluación de las herramientas de análisis de riesgos debido a su menor consecuencia en relación con los peligros para las aplicaciones de hidrógeno.

La Figura 2-1 proporciona una descripción del cronograma típico de un proyecto de ingeniería, destacando la adopción de diferentes tipos de herramientas de análisis de riesgo a lo largo de su vida. Es común que el equipo de ingeniería o diseño seleccione una combinación de herramientas de análisis de riesgo a lo largo de la vida del proyecto para administrar los riesgos de manera integral. Es probable que el equipo utilice herramientas de análisis de riesgo cualitativos de arriba hacia abajo al principio de la línea de tiempo del proyecto, como durante el inicio del proyecto y el diseño conceptual. Este tipo de herramientas ayudan al equipo de ingeniería a identificar y mitigar los riesgos primarios para el proyecto mientras se establecen los detalles del diseño. Sin embargo, a medida que el proyecto avanza hacia el diseño funcional y las fases operativas del proyecto, estas herramientas de análisis de riesgos de arriba hacia abajo y cualitativas a menudo tendrán un valor limitado, ya que no proporcionan una evaluación integral de los sistemas detallados. En este momento se vuelven valiosas las herramientas de análisis de riesgos de abajo hacia arriba y más cuantitativas, apoyando al equipo en la evaluación de las estrategias de gestión de riesgos que se han desarrollado y revisándolas según sea necesario. Finalmente, cuando el sistema está operativo, estas mismas herramientas de análisis de riesgos pueden apoyar las revisiones del sistema y cuantificar los riesgos con más precisión gracias a los datos recopilados.

Figura 2-1 Cronograma típico de un proyecto de ingeniería con las distintas etapas de análisis de riesgo

Fuente: elaboración de WHA

Engineering/Design Team: Selection of risk analysis tools will be dependent on the phase of the project, types of risks targeted for evaluation. An ideal approach leverages multiple complimentary tools throughout the timeline of the project



Regulation/Compliance Team: Support engineering/design team in risk analysis through the establishment of requirements and verification of system design and procedures prior to operation using a panel of experts

Además del papel del equipo de ingeniería y diseño, el equipo de cumplimiento de regulación también desempeña un papel en el análisis de riesgos. En la Figura 2-1, el papel del equipo de cumplimiento de regulación es establecer requisitos de cumplimiento para cada proyecto antes de que comience, proporcionando información y expectativas para el equipo de ingeniería y diseño. Una vez que el equipo de diseño haya desarrollado un diseño funcional y mitigado los riesgos que se han identificado con el apoyo de las herramientas de análisis de riesgos, el equipo de cumplimiento de regulación realizará una verificación de diseño. Idealmente, esta verificación de diseño consiste en una evaluación de seguridad independiente compuesta por expertos en el o los campos donde existen peligros. Este es el enfoque que utiliza el Departamento de Energía de los Estados Unidos a través del Panel de Seguridad del Hidrógeno³⁵. Luego, el panel de expertos evaluará el proyecto y verificará que el equipo de ingeniería haya identificado y mitigado los peligros de manera adecuada, o proporcionará recomendaciones y requisitos para mejoras cuando sea necesario. El equipo de cumplimiento proporcionará la aprobación para la operación. A medida que el sistema se modifique de manera significativa, el equipo de cumplimiento revisará y aprobará los cambios a través de verificaciones continuas.

La Figura 2-1 y su descripción destacan que las herramientas de análisis de riesgos son solo una parte de todo el enfoque de evaluación de peligros y gestión de riesgos a lo largo de la vida de un proyecto. En general, no existe una herramienta de análisis de riesgos perfecta o ideal, y el valor de la herramienta está limitado por la experiencia y el conocimiento del equipo que la implementa. Además, cada herramienta tiene fortalezas y debilidades, por lo que es imposible proporcionar una recomendación universal para la adopción de una herramienta sobre otra. Sin embargo, el éxito se obtiene desarrollando una estrategia

35 <https://h2tools.org/hsp>

integral en la que las herramientas de análisis de riesgos de arriba hacia abajo se utilizan al principio de los proyectos y se complementan con herramientas de abajo hacia arriba y más cuantitativas según avanza el proyecto. Se logra un sistema más confiable a través del trabajo del equipo de cumplimiento, que proporciona los recursos y requisitos necesarios para la seguridad, así como con la evaluación del proyecto por parte del panel de expertos.

Cabe señalar que la estrategia de gestión de riesgos y la adopción de las herramientas de evaluación de riesgos proporcionadas es amplia, principalmente porque las aplicaciones del hidrógeno no son numerosas y la mayoría de los proyectos que involucran tecnologías del hidrógeno son nuevos. A medida que la tecnología del hidrógeno se generalice y los riesgos y peligros se conozcan mejor, es probable que el cumplimiento de regulaciones y normas se simplifique y racionalice.

2.1.1 Evaluación cuantitativa y análisis cualitativo de riesgos

Las evaluaciones cuantitativas de riesgos (QRA, Quantitative Risk Assessment) son posibles cuando se dispone de datos medibles verificables y, a menudo, predefinidos para un escenario específico determinado. Tanto la probabilidad de ocurrencia como la consecuencia para un escenario dado deben definirse completamente con datos suficientes para hacer un QRA. En este se evalúan todos los escenarios para obtener la frecuencia de ocurrencia y el rango de posibles consecuencias para cada escenario para una métrica de riesgo, por ejemplo, pérdida potencial de vidas (PLL, Potential Loss of Life), riesgo individual promedio (AIR, Average Individual Risk), etc. Además de los datos de probabilidad, se requiere un diseño completo del sistema con especificaciones y mitigaciones.

Por ejemplo, si un escenario de fuga de hidrógeno debe evaluarse cuantitativamente, deben estar disponibles datos que indiquen la frecuencia de las diferentes tasas de fuga en cada componente del sistema en las condiciones de diseño (temperatura, presión, flujo, tensiones cíclicas, etc.). Las características de la liberación y el entorno de fuga deben evaluarse para determinar la probabilidad de un chorro de fuego, deflagración y detonación, al tiempo que se considera el diseño del sistema y las mitigaciones de ignición. El proceso QRA requiere datos de probabilidad de ignición para el entorno de uso dado, asumiendo una tasa de fuga, así como las probabilidades de daño térmico y de sobrepresión para establecer el riesgo total.

El ejemplo anterior ilustra la complejidad de un QRA para cualquier escenario nuevo. Los datos de frecuencia de fugas de hidrógeno para componentes y aplicaciones son escasos y la creciente industria del hidrógeno ha tenido dificultades para recopilar datos precisos. En el momento de este informe, no se encontraron datos de probabilidad de ocurrencia para nuevos entornos de uso de hidrógeno, como el uso en aplicaciones mineras.

Dado que el sistema analizado es de naturaleza conceptual y no se dispone de datos cuantitativos precisos, sólo se consideran métodos cualitativos de análisis de riesgos para este informe. Mientras que los análisis cualitativos de riesgos se basan en evaluaciones subjetivas, los métodos semicuantitativos utilizan cierto nivel de objetividad para describir la probabilidad y las consecuencias del riesgo relativo.

Una vez definidos los escenarios de riesgo, se puede utilizar modelos de consecuencias para evaluar el riesgo. El modelado de consecuencias es una herramienta que permite evaluar el impacto de los

escenarios de riesgo definidos. Estos a menudo se identifican a través de métodos de análisis de riesgos. Para establecer la consecuencia de un escenario dado, el evento debe estar completamente definido y debe existir una comprensión completa de la respuesta del sistema. Solo con información detallada de la ubicación de los equipos y componentes instalados (layout), el diseño del sistema y las condiciones ambientales se pueden evaluar los efectos secundarios y las consecuencias. Los modelos de consecuencias a menudo se basan en la delimitación de supuestos y escenarios. Por ejemplo, si el viento en la ubicación instalada varía comúnmente entre 5 y 25 km/h en diferentes direcciones, se puede ejecutar un modelo de consecuencias para cada escenario que limite la variable desconocida (por ejemplo, 5 km/h proveniente del norte, 25 km/h proveniente del norte, 5 km/h proveniente del este, etc.). Los resultados pueden ser menos confiables cuando se requieren demasiadas suposiciones para definir el modelo. Por ejemplo, si se asume la velocidad del viento, el tamaño del suministro, la presión, la tasa de fugas, la temperatura del fluido, la respuesta del sistema y la ubicación de la instalación, el resultado del modelo solo será representativo de ese escenario exacto y no se puede extrapolar a otros escenarios, sistemas o instalaciones. A menudo se ha dicho: "Las predicciones solo pueden ser tan buenas como los datos y las suposiciones a partir de las cuales se construye el modelo". Esto es aplicable al modelado de consecuencias.

2.1.2 Descripción de las herramientas de análisis cualitativo de riesgo más comunes

Existen numerosas herramientas de análisis de riesgo, la mayoría de ellas enfocadas en el análisis cualitativo o semicuantitativo. La Tabla 2-1 describe brevemente las herramientas más comunes. En todas las herramientas descritas, la complejidad del análisis está limitada por los datos disponibles. Las herramientas de análisis de riesgos se pueden utilizar durante los estudios de viabilidad, durante la planificación y puesta en servicio del proyecto y/o para mejorar la seguridad de un sistema existente, sin embargo, la complejidad y minuciosidad aumentan a medida que se dispone de más información. No todas las herramientas son aplicables para los estudios de factibilidad en etapas iniciales y, en muchos casos, se utiliza más de una herramienta. También debe reconocerse que los análisis de riesgos no son estáticos, sino que deben actualizarse regularmente durante todo el proceso de diseño y durante la operación a través de la gestión del cambio. Más detalles de estos métodos se pueden encontrar en (Rausand & Haugen, 2020) y (Glossop, Ioannides, & Gould, 2000).

Tabla 2-1 Revisión de las herramientas de análisis cualitativo de riesgos

Herramienta	Descripción general	Ventajas	Desventajas	¿Cuándo se puede usar por primera vez?
Análisis hipotético estructurado (SWIFT, Structured What IF Technique)	Lluvia de ideas estructurada utilizando palabras guía e indicaciones para identificar riesgos. Normalmente se utiliza al principio del proceso de diseño.	Flexible, de alto nivel, fácil de usar	Incompleto. No considera las complejidades del sistema. Solo es útil si se hacen las preguntas correctas. Altamente subjetivo.	Durante la fase de diseño conceptual
Árbol de Falla/ Árbol Lógico FTA/LTA (Fault/ Logical Tree Analysis)	Representación gráfica de las consecuencias del evento identificado.	Visual, práctico	Se debe crear un árbol para cada evento de falla. No ayuda a determinar los eventos de falla.	Durante la fase de diseño conceptual
Estudio de identificación de peligros (HAZID, Hazard Identification)	Identificación temprana de peligros y amenazas utilizando listas de verificación de peligros para identificar las características de los materiales, sistemas, procesos e instalaciones que podrían producir consecuencias no deseadas debido a un incidente.	Se puede aplicar en la etapa de diseño conceptual. Análisis de alto nivel.	No integral. No considera las complejidades del sistema.	Durante la fase de diseño conceptual
Técnica Delphi	Técnica de lluvia de ideas que utiliza expertos externos para identificar, analizar y evaluar los riesgos de forma individual y anónima mediante un cuestionario. Luego, cada experto revisa los riesgos de los otros expertos y se llega a un consenso.	Poco espacio para el sesgo.	No hay metodología única. Los resultados dependen de las preguntas formuladas.	Durante la fase de diseño conceptual
Análisis de árbol de decisiones/eventos (DTA/ ETA, Decision/Event Tree Analysis)	Se mapean diferentes caminos y resultados a partir de un evento identificado a través de un proceso lógico directo. A menudo se usa cuando el resultado final es incierto.	El proceso permite una lluvia de ideas sobre los diferentes resultados de un evento. Simple y fácil de entender.	Debe crear un árbol para cada evento identificado. No ayuda a determinar los eventos. El árbol puede volverse demasiado complejo para interpretarlo.	Temprano en la fase de diseño
Evaluación y control de riesgos en el lugar de trabajo (WRAC, Workplace Risk Assessment and Control)	Utiliza la matriz de probabilidad y consecuencia para determinar los niveles relativos de riesgo. Un proceso se divide en segmentos utilizando un diagrama de flujo de la técnica de mapeo de procesos.	Comúnmente utilizado en la industria minera. Permite a los usuarios concentrarse en los eventos de mayor riesgo.	No exhaustivo: debe ir seguido de un estudio más detallado, puede ser subjetivo y demasiado simplificado para algunas aplicaciones.	Temprano en la fase de diseño
Análisis Preliminar de Peligros (PHA, Preliminary Hazard Analysis)	Utiliza una matriz de riesgo para examinar los riesgos y las desviaciones del proceso para determinar la causa y el efecto utilizando calificaciones cualitativas de frecuencia y gravedad. El sistema se subdivide en nodos. Descrito en MIL-STD 882-E.	Permite a los usuarios centrarse en los eventos de mayor riesgo.	No exhaustivo: debe ir seguido de un estudio más detallado.	Temprano en la fase de diseño
Análisis de corbata de humita	Los riesgos identificados se dividen gráficamente en causa (a la izquierda) y consecuencia (a la derecha). Se identifican métodos de mitigación para cada causa para prevenir la consecuencia.	Visual, práctico	Debe crear un árbol para cada evento de falla. No ayuda a determinar el principal evento no deseado (riesgo identificado)	Durante la fase de diseño se debe conocer los controles y la estrategia de mitigación para el sistema
Análisis de modos y efectos de falla (FMEA, Failure Modes and Effects Analysis)	Determina la probabilidad de que ocurra un modo de falla y el impacto de la ocurrencia del riesgo. Los valores asignados se multiplican para proporcionar una clasificación de riesgos.	Altamente efectivo en la evaluación de un proceso o sistema.	Se basa en la identificación de modos de falla.	Durante la fase de diseño
Análisis de riesgo de la combustión de hidrógeno (HCRA, Hydrogen Combustion Risk Analysis)	Determina la probabilidad de que se produzca una mezcla involuntaria de hidrógeno con un oxidante a partir de modos de falla especificados para cada sistema, subsistema o componente. La probabilidad de que se forme una mezcla combustible, así como la probabilidad de ignición de fuentes de ignición específicas, se consideran junto con el análisis de consecuencias, la revisión del diseño y la revisión de los controles administrativos.	Específico para riesgos de combustión de hidrógeno	No considera eventos distintos a la combustión de hidrógeno (p. ej. peligros de la presión, exposición térmica, etc.)	Durante la fase de diseño
Estudio de riesgos y operabilidad (HAZOP, Hazard and Operability study)	Revisión que identifica deficiencias de diseño que pueden resultar en problemas de operatividad. El sistema se subdivide en nodos y utiliza palabras guía para identificar las desviaciones.	Ampliamente utilizado. Completo, sistemático y fácil de aplicar.	Asume que las condiciones normales y estándar son seguras y que los peligros ocurren solo por las desviaciones.	Al final de la fase de diseño: cuando el sistema está completamente diseñado con salvaguardas y procedimientos desarrollados

Una vez definidos los escenarios de riesgo, se pueden utilizar modelos de consecuencias para evaluar el riesgo. HyRAM+ y la dinámica de fluidos computacional (CFD) son dos opciones para modelar escenarios de riesgo identificados. HyRAM+ es un software libre que proporciona herramientas fundamentales de modelado de consecuencias para sistemas de hidrógeno gaseoso (el modelado de consecuencias para sistemas de hidrógeno líquido está en desarrollo). De código abierto, fácil de usar y que requiere una potencia de cálculo mínima, HyRAM+ incluye modelos para evaluar los efectos físicos de las descargas encendidas y la probabilidad de daño por un efecto físico conocido.

Cabe señalar que HyRAM+ también está en desarrollo como una herramienta de evaluación cuantitativa de riesgos (QRA) para sistemas de hidrógeno completamente definidos (dirigidos a estaciones de servicio de hidrógeno gaseoso como un sistema estándar). Sin embargo, los datos de frecuencia de fuga inherentes al modelo no se han verificado para aplicaciones de hidrógeno y, por lo tanto, se espera que los resultados del modelo tengan errores significativos y resultados potencialmente engañosos.

El módulo físico de HyRAM+ permite el modelado independiente de las consecuencias del comportamiento del gas hidrógeno, incluidas las propiedades del fluido, la temperatura de la llama del chorro, la trayectoria y el flujo del calor radiante, los perfiles de concentración para chorros o penachos no quemados, la sobrepresión de la ignición retardada de un penacho y la acumulación en interiores con ignición retardada que causa sobrepresión. Los modelos matemáticos fundamentales, descritos en el manual técnico de HyRAM+ (Hecht & Ehrhart, 2021), crean la base para el modelado físico que se utiliza selectivamente en el modo QRA para calcular las consecuencias de un escenario determinado.

Cuando los métodos de preselección o los modelos matemáticos fundamentales, sin discretización espacial, (como HyRAM+) son insuficientes, se pueden utilizar modelos de alta definición, que utilizan CFD, para analizar escenarios de peligros complejos. Los modelos de CFD dividen un espacio fluido en dos o tres dimensiones en elementos geométricos discretos (malla). Dentro de cada elemento de malla, se resuelven las leyes fundamentales de la física, incluidas las ecuaciones diferenciales de Navier-Stokes, y la solución se propaga a los elementos de malla cercanos. Cuando se hace correctamente, con suposiciones válidas, los resultados del modelo son detallados con alta precisión. Los modelos CFD para eventos de hidrógeno pueden simular fenómenos de dispersión, explosión e incendio. El software especializado, el tiempo, la experiencia especializada y la potencia computacional disponible limitan el uso generalizado del modelado CFD.

2.1.3 Recomendación de herramientas para evaluar el riesgo de instalaciones de hidrógeno en minas de rajo abierto

De las once herramientas de análisis de riesgos descritas anteriormente, cuatro fueron seleccionadas según su idoneidad para la evaluación de sistemas de hidrógeno en minería a cielo abierto. La selección se realizó en función de su capacidad para proporcionar una comprensión crítica y una evaluación de los riesgos y consecuencias a lo largo de múltiples etapas de un proyecto, desde el inicio temprano de un concepto hasta la fase de diseño detallado y la especificación completa de componentes, controles y operaciones. Las cuatro herramientas de análisis de riesgos son: análisis hipotético estructurado (SWIFT), árbol de falla (FTA), evaluación y control de riesgos en el lugar de trabajo (WRAC) y análisis de riesgo de la combustión de hidrógeno (HCRA). Cada una de estas herramientas, sus ventajas y limitaciones, y su

capacidad para identificar peligros, evaluar riesgos y proponer estrategias de mitigación se describen a continuación. El Apéndice 9.2.1 proporciona información adicional y más detallada sobre cada herramienta y los beneficios y desventajas de cada una, así como su capacidad para complementarse entre sí. Para comprender esta selección objetiva, es necesaria una revisión del apéndice. Téngase en cuenta que no existe un conjunto ideal de herramientas de análisis de riesgos para ninguna aplicación. La experiencia del equipo evaluador, la familiaridad del equipo con la herramienta y los motivos específicos para el análisis de riesgos influyen en la selección de una herramienta para el análisis de riesgos.

2.1.3.1 Técnica estructurada What-If (SWIFT)

La herramienta SWIFT es un análisis relativamente simple que consiste en una técnica de lluvia de ideas estructurada/guiada en la que se orienta e indica acciones específicas para identificar los riesgos particulares del sistema que se está evaluando. Dado que este enfoque de análisis es relativamente fácil de implementar y, en muchos casos, no requiere especificaciones de ingeniería detalladas para completarse, es una herramienta particularmente valiosa para implementar durante la fase inicial de diseño conceptual de un proyecto. Como ocurre para la mayoría de las herramientas de análisis de riesgos, el rendimiento de esta herramienta depende en gran medida de las habilidades y antecedentes de los profesionales que la están implementando, ya que la identificación de escenarios plausibles generalmente requiere experiencia con los sistemas y entornos que se están considerando. El Apéndice 9.2.1 incluye una descripción de cómo se implementa la técnica SWIFT.

Una de las principales ventajas del método SWIFT es que es fácil de implementar para la evaluación temprana de sistemas y escenarios cuando solo se conoce una cantidad limitada de detalles del sistema, o el diseño del sistema de alto nivel no se ha establecido completamente. Sin embargo, una desventaja del método es que es un enfoque top-down que es susceptible a omitir escenarios que podrían ser de alto riesgo y de consecuencias significativas. Los escenarios que son susceptibles de pasarse por alto incluyen errores en secuencias operativas detalladas, diseño inadecuado de subsistemas o especificación de componentes, así como impactos en cascada de fallas de componentes y errores humanos.

El método SWIFT es muy adecuado para la evaluación de vehículos propulsados por hidrógeno que operan en un entorno minero a rajo abierto durante la fase de diseño conceptual del proyecto. A lo largo de las últimas etapas de un proyecto, como la revisión del diseño y cuando exista información detallada para implementar una evaluación de riesgos bottom-up, es probable que el método SWIFT se convierta en un complemento de métodos más completos como HAZOP y HCRA.

2.1.3.2 Análisis de árbol de fallas (FTA)

De manera similar a la metodología de evaluación de SWIFT, un análisis de árbol de fallas (FTA) es una herramienta de análisis top-down que se utiliza para identificar los eventos que deben evitarse y determinar las posibles causas de estos eventos a través de una evaluación sistemática. La metodología requiere la generación de un árbol de fallas para cada evento de interés. A diferencia de la metodología de evaluación de SWIFT, el análisis del árbol de fallas proporciona una representación visual o gráfica del evento que se está evaluando, lo que puede ser útil para identificar estrategias para mitigar o eliminar el riesgo asociado con el evento.

El método del FTA está brevemente descrito en el Apéndice 9.2.1. Una ventaja del FTA es que las probabilidades de las causas del evento se pueden aplicar al árbol de fallas desarrollado para calcular la probabilidad de que ocurra el evento no deseado, proporcionando una versión semicuantitativa del método. Además, si no se conoce información cuantitativa en el momento del análisis, esta información se puede aplicar más adelante en el proyecto al árbol de fallas establecido. Una desventaja principal del FTA es que utiliza la lógica booleana y sus gráficos equivalentes para desarrollar el diagrama del árbol de fallas. Los participantes que no tienen una formación académica en lógica booleana y desarrollo de diagramas de flujo asociados podrían tener dificultades para interpretar y desarrollar un árbol. El método FTA es muy adecuado para la evaluación de riesgos en la minería a rajo abierto si existe suficiente diseño y detalle del sistema de control para el área de interés. Por lo anterior, es probable que el método FTA se implemente en la fase de diseño completo del proyecto y no durante el desarrollo del concepto.

2.1.3.3 Evaluación y control de riesgos en el lugar de trabajo (WRAC)

La técnica de Evaluación y Control de Peligros en el Lugar de Trabajo es un proceso sencillo que aprovecha una matriz de clasificación de riesgos de probabilidad y consecuencia para la determinación de los niveles de riesgo asociados con peligros o procesos específicos. La técnica WRAC es comparable en simplicidad al SWIFT y se implementa más fácilmente que un FTA. La técnica WRAC proporciona un medio para evaluar rápidamente los peligros potenciales y establecer el riesgo a través de las clasificaciones combinadas de probabilidad y consecuencia. Este enfoque proporciona información valiosa sobre qué peligros identificados se consideran aceptables debido a una probabilidad tolerablemente baja, una consecuencia tolerablemente baja o alguna combinación de los dos, lo que permite a la entidad que realiza la evaluación especificar sus propios umbrales de tolerancia al riesgo. Además, el enfoque de clasificación combinado proporciona una base para el juicio de los peligros que requieren estrategias de mitigación y cómo se espera que esas estrategias cambien la probabilidad y/o consecuencia del evento. Aunque un WRAC es un enfoque de análisis de alto nivel, la matriz de clasificación central desarrollada en un WRAC a menudo se combina con enfoques bottom-up como HAZOP una vez que los sistemas están más avanzados en la fase de diseño. La combinación de una matriz WRAC y enfoques ascendentes proporciona medios para rastrear los peligros de alta prioridad, al tiempo que garantiza que su probabilidad o consecuencia se mitigue adecuadamente a través del diseño, los controles, los procedimientos operativos y otras salvaguardas.

Por todo lo anterior, la técnica WRAC es adecuada para el análisis de riesgos de sistemas de hidrógeno en el entorno de minería a rajo abierto y se puede implementar en la fase de concepto de un proyecto.

2.1.3.4 Análisis de riesgo de combustión de hidrógeno (HCRA)

El Análisis de Riesgo de Combustión de Hidrógeno fue desarrollado por WHA International con el propósito de evaluar un sistema o componente de hidrógeno para peligros de combustión específicos de hidrógeno. Esta metodología fue desarrollada originalmente por la Administración Nacional de Aeronáutica y del Espacio de los Estados Unidos (NASA) y ampliada por WHA para incorporar principios de diseño más recientes, además de normas y mejores prácticas. La utilización de una metodología específica del hidrógeno garantiza que los peligros particulares del hidrógeno y los requisitos de diseño sean incorporados en el análisis de riesgos.

El método HCRA considera el diseño del sistema, sus controles, las estrategias de mitigación y los componentes para evaluar los peligros de combustión. El análisis que se realiza es semicuantitativo y se lleva a cabo en una planilla de cálculo, donde las clasificaciones de probabilidades se asignan a la probabilidad de que se forme una mezcla combustible debido a la falla identificada, la ignición y el resultado de la ignición (incendio, deflagración o detonación). El método incorpora análisis de consecuencias, revisión de diseño y revisión de controles administrativos, para proporcionar un enfoque integral que permita identificar peligros específicos de hidrógeno en un sistema determinado. El método evalúa el funcionamiento normal, así como las actividades de puesta en marcha, parada y mantenimiento. Las notas, suposiciones y recomendaciones para mitigar el riesgo se capturan en la misma hoja de cálculo.

A diferencia de los métodos SWIFT y WRAC, el método HCRA debe implementarse más adelante en el cronograma del proyecto, durante la fase de diseño, ya que se basa en información detallada a nivel de sistema, subsistema y/o componente, así como en los procedimientos y la documentación del sistema de seguridad que estará disponible. Es importante tener en cuenta que el método HCRA se centra en los peligros de combustión y no identifica todos los peligros del sistema de presión y su exposición, que pueden capturarse a través de otros métodos de análisis de riesgos. Tal como se reconoce para las otras herramientas de análisis de riesgos, puede ser necesaria una combinación de métodos de análisis de riesgos para una evaluación exhaustiva de la seguridad.

La sección 9.2.1.1.4 de los anexos muestra la aplicabilidad de este análisis a vehículos a hidrógeno para la minería a rajo abierto.

2.2 Proyecto objetivo

Para el proyecto conceptual se tomó como referencia un camión CAEX diésel-eléctrico Komatsu modelo 980E-5, con una potencia neta del motor de 2,495 MW (ver Anexo 7.2.3). Estos camiones tienen un motor diésel que mueve un generador, el que alimenta los motores eléctricos de tracción de las ruedas. En este proyecto conceptual el tren de potencia, formado por el motor diésel y el generador eléctrico, es remplazado por una celda de combustible. Adicionalmente, el tanque de almacenamiento y sistema de alimentación de petróleo diésel al motor son remplazados por lo equivalente para el hidrógeno. Adicionalmente, se hicieron suposiciones basadas en las tasas de consumo de hidrógeno aproximadas y los tiempos de operación entre periodos de reabastecimiento de combustible para estimar la energía almacenada. Por último, se consideraron escenarios de almacenamiento a bordo de hidrógeno líquido y de hidrógeno gaseoso a 350 bar.

2.3 Peligros y factores externos del ambiente minero de rajo abierto

Con el objeto de considerar los diferentes peligros presentes en la minería a rajo abierto, se realizó un levantamiento de los peligros, el que se describe en detalle en el Anexo 7.2.1. Los peligros levantados fueron desagregados en la matriz que se presenta en Anexo 7.2.2, los que fueron complementados con las frecuencias de ocurrencia.

El Apéndice 9.2.3 denominado “Peligros y factores externos del ambiente minero de rajo abierto”,

desarrolla un análisis de los peligros señalados anteriormente y sus frecuencias, los que en general están relacionados a:

- a.** Recepción y revisiones del equipo al inicio del turno, donde el peligro identificado es:
 - I. Incumplimiento de procedimientos de revisión del equipo
- b.** Interacción con Equipos de Palas en frentes de carguío, con equipos de movimiento, cuyos peligros a observar comprenden:
 - I. Golpes de pala a camión, carguío.
 - II. Choque camión a pala, aculatamiento.
 - III. Derrumbe de frente de carguío, altura de banco.
 - IV. Caída de piedra o bolones sobre camión, frente de carguío, pared del banco.
 - V. Choque de equipos de carguío a equipo auxiliar en frente de carguío.
 - VI. Carguío con cargadores frontales, golpean los tanques de combustibles.
- c.** Transporte y movilización del equipo a los diferentes puntos de trabajo, frentes de carguío al interior o exterior de la mina, puntos de vaciado en chancadores, botaderos de lastre o stock de minerales, puntos de abastecimiento de combustible y puntos de instalaciones de mantención, donde los peligros a considerar son:
 - I. Resbalamiento en superficies húmedas o con hielo.
 - II. Volcamiento del equipo en la ruta de transporte.
 - III. Colisión entre el equipo de transporte y del equipo de apoyo.
 - IV. Colisión entre el equipo de transporte y carguío.
 - V. Desbarrancamiento del equipo de transporte.
 - VI. Colisión contra otro equipo de transporte en la ruta (incluye imprevistos de palas).
 - VII. Atropellamiento y/o aplastamiento a vehículo menor por equipo de transporte.
- d.** Interacción durante del ciclo de transporte de materiales con las condiciones de diseños y estabilidad de taludes de las paredes del rajo, donde los peligros asociados son:
 - I. Atrapamiento del equipo por derrumbes de materiales, altura de bancos, calidad de la tronadura.
 - II. Daños al equipo por caídas de materiales desde bancos superiores, ángulo, cara banco, interrampa y global.
 - III. Daños al equipo por caída de materiales del mismo equipo.
 - IV. "Apechugamiento" o hundimiento de equipos en botaderos o zonas de fallas.

- e.** Eventos o peligros, que afectan al equipo de transporte por condiciones de la mina, operacionales o de servicio:
- I. Incendio del equipo de transporte:
 - En los motores de tracción.
 - En el motor del equipo.
 - En los neumáticos por pirólisis.
 - II. Fugas en el dispositivo surtidor de combustible.
 - III. Fugas en el depósito de combustible.
 - IV. Incumplimiento de mantenciones.
 - V. Corte de mangueras en el abastecimiento de combustible por partida del CAEX con pistola aun adherido a la boquilla del tanque de almacenamiento.
 - VI. Exposición al barro de sistemas de conexión y estanques de combustible
- f.** Interacciones con otras fases operativas, como tronaduras, chancado, servicios eléctricos de alta tensión, cuyos peligros estas asociados a:
- I. Impacto por proyección de rocas de tronaduras (afecta a la pala).
 - II. Corto circuito en los cables de alta tensión en superficie por aprisionamiento.
 - III. Caída del equipo dentro del chancador.
- g.** Revisión y entrega del equipo al final de turno, cuyo peligro es:
- I. Incumplimiento de procedimientos de la entrega del estado del equipo.
- h.** Programas de Mantenimiento (PM) de Camiones de Extracción, donde los peligros están asociados a las pautas y programas de mantenimiento, (10, 250, 500, 1.000 y 2.000 horas).
- i.** Hidrógeno verde, para el escenario de producción analizado el año 2011³⁶, se deben dimensionar las actividades para el abastecimiento de hidrógeno, equivalente a 90.000 m³ de diésel, requeridos por la flota de camiones durante el año.

Considerando lo señalado en el párrafo anterior, que está basado en el análisis de los peligros asociados al transporte con camiones de extracción en minería a rajo abierto en las frecuencias de ocurrencia y los antecedentes de potenciales diseños de instalación de los sistemas de almacenamiento de hidrógeno a incorporar en el camión de extracción (ver Apéndice 9.2.39.2.2), junto a un equipo de expertos, se estimaron los accidentes a considerar para este análisis. Ellos ocurren dentro la categorización de frecuencia de posibles o remotas, por lo que en la actualidad son los mayores riesgos dentro de la operación de transporte en la minería a rajo abierto, correspondiendo a:

1. Volcamiento de CAEX en ruta.
2. Desbarrancamiento de CAEX o caída de niveles.

36 Ver apéndice 9.2. Contiene un Programa de Producción y Desarrollo de largo plazo de la gran minería; el análisis de los peligros para el transporte asociados a camiones de extracción fue realizado para el año 2011, programa de explotación de mina de 661.000 toneladas por día. El cálculo de combustible fue para la flota nominal de 76 camiones de extracción, requeridos por el programa mencionado

3. Incendio de neumáticos de CAEX.
4. Atropellos de CAEX a vehículos menores.
5. Atrapamiento de CAEX.
6. Derrumbes de paredes de la mina.
7. Choque entre CAEX.

2.4 Análisis de riesgo cualitativo de alto nivel

En esta sección se proporciona un resumen y las conclusiones del análisis SWIFT que se realizó a un camión minero de celda de combustible de hidrógeno que opera en un entorno minero a rajo abierto según se describió en la sección 2.2. El análisis completo se encuentra en el Apéndice 9.2.4. El propósito del análisis fue identificar riesgos de alto nivel en base a un diseño conceptual extrapolado del proyecto Hydra (ver Apéndice 9.2.2). Los riesgos también se clasificaron en una matriz de Evaluación y Control de Peligros en el Lugar de Trabajo (WRAC). Esta matriz está destinada a servir como una evaluación primaria de riesgo antes de la fase de diseño detallado. Después de que se haya establecido una estrategia detallada de diseño y control, se pueden utilizar otros métodos de análisis de riesgos, como el método HCRA, para considerar cómo los detalles del sistema y los componentes pueden influir en la seguridad, más allá de los riesgos de alto nivel identificados utilizando el método SWIFT.

El alcance del análisis SWIFT se limitó exclusivamente a la aplicación de vehículos de transporte de mineral en aplicaciones mineras a rajo abierto, representativas del ambiente y las operaciones mineras de cobre en Chile. Además, este análisis apuntará a incluir el sistema prototipo Hydra asociado, que tiene como objetivo explorar el rendimiento de una celda de combustible de hidrógeno a escala reducida y un tren motriz híbrido de batería para camiones de transporte.

Se harán algunas consideraciones para la infraestructura de la estación de servicio de hidrógeno asociada que será necesaria para la aplicación objetivo, pero estas consideraciones no serán exhaustivas, ya que el tipo de estación, el rendimiento y la capacidad de almacenamiento son desconocidos en este momento. El análisis de SWIFT se centrará en evaluar los peligros asociados principalmente con la adopción de los sistemas de hidrógeno en el camión. Se prestará especial atención a las fugas/eventos de falla del sistema de hidrógeno a bordo del vehículo, colisiones con otros vehículos, recuperación de vehículos que se salen del camino, interacciones del vehículo y del sitio de abastecimiento de hidrógeno, tipo de sitio de abastecimiento de combustible seleccionado, caída de objetos como mineral al cargar o colapso/deslizamiento de tierra, exposición a entornos corrosivos, así como exposición al polvo, gran altitud, variaciones de temperatura, nieve, hielo y agua. Para el análisis, se hicieron los siguientes supuestos como referencia para la masa almacenada esperada de hidrógeno en un camión minero:

- Los camiones mineros utilizarán hidrógeno almacenado a bordo a 350 bar con capacidad suficiente para operar durante aproximadamente 12 horas por día.
- Con una demanda aproximada de potencia eléctrica de 2,5 MW operando al 50% de su capacidad durante 12 horas al día y un 60% de eficiencia del sistema de celda de combustible, y un 20% de capacidad adicional, esto se traduce en aproximadamente 900 kg de almacenamiento de hidrógeno a bordo³⁷.

37 Capacidad de almacenamiento [kgH₂] = 2500 kW · 12 h · 0,5 capacidad · (1/0,6 de eficiencia) / (33,3 kWh / kg H₂) · 1,2

Por lo tanto, se espera que los vehículos almacenen entre 300 y 1000 kg de combustible dependiendo de la demanda real, la frecuencia de reabastecimiento de combustible y otros parámetros específicos del diseño y de la operación.

Siguiendo la metodología SWIFT, se propusieron palabras guías a un grupo de expertos en hidrógeno para hacer una lluvia de ideas a partir de la pregunta "qué pasaría si", lo que generó respuestas y recomendaciones. Las palabras guías incluyeron, pero no se limitaron a: problemas de materiales, eventos o influencias externas, errores operativos, errores analíticos o de muestreo, equipos e instrumentos, desviaciones del proceso, fallas de servicios públicos (luz, agua), fallas de integridad o pérdida de contención, operaciones de emergencia y liberación de hidrógeno al ambiente. Después de completar la tabla de "qué pasaría si", se evaluó cualitativamente el riesgo estimándose a la probabilidad de que ocurriera el escenario, la consecuencia y el riesgo (bajo, medio o alto). Esta matriz de riesgo se reevaluó asumiendo que se siguieron las recomendaciones para cada escenario. En muchos casos, las estrategias de mitigación recomendadas redujeron significativamente el riesgo general, mientras que, en otros, el riesgo se mantuvo alto independientemente de las mitigaciones recomendadas. Los escenarios seleccionados se resumen en la Tabla 2-2 a continuación. Las matrices completas de SWIFT y WRAC, junto con otros detalles, se pueden encontrar en el Apéndice 9.2.4.

Tabla 2-2 Resumen de escenarios seleccionados para ilustrar la aplicación de las herramientas SWIFT y WRAC

Caso seleccionado	¿Qué pasa si (What If)?	Respuesta	Suponiendo que no se sigan las recomendaciones			Recomendación	Suponiendo que se sigan todas las recomendaciones		
			Probabilidad	Consecuencia	Riesgo		Probabilidad	Consecuencia	Riesgo
3	¿Qué pasa si el ácido sulfúrico afecta el equilibrio de hidrógeno de la planta?	Fugas en las conexiones, problemas de mantenimiento y, en el peor de los casos, una ruptura completa de un componente	1 en 10 años	Daño moderado	Medio	Realice pruebas en el entorno de uso esperado, diseñe un sistema de falla segura (fail-safe) para la mitigación de fugas, y garantice la selección adecuada de materiales que sean compatibles	1 en 100 años	Daño moderado	Bajo
4	¿Qué pasa si el ácido sulfúrico afecta la pila de FC, como ser, entrando con el aire de ingreso, y la exposición sobre los componentes?	Degradación rápida de las membranas que resulta en fugas a través de perforaciones / ruptura de la membrana. Fallas tempranas de los componentes debido a la corrosión	1 en 10 años	Daño moderado	Medio	Monitoreo activo de celdas para detectar la degradación y la eliminación del servicio antes de un evento de falla significativo. Integrar un sistema de filtración y estrategias de detección y control, que ayudará a mitigar la entrada a través del ingreso de aire	1 en 100 años	Daños menores	Bajo
7	¿Qué pasa si el choque causa la rotura repentina de un accesorio o línea de hidrógeno? (podría ocurrir durante la carga / transporte)	Hacer que se forme una mezcla inflamable y presentar un peligro de incendio / explosión	1 en 10 años	Daños mayores	Alto	Considere hacer pruebas de choque y vibración de los sistemas de hidrógeno y su integración con el tren motriz	1 en 100 años	Daños mayores	Medio
10	¿Qué pasa si el aire que entra a la celda de combustible está contaminado con polvo?	Pérdida de la función del sistema de celda de combustible, posiblemente pérdida de durabilidad de la celda de combustible	> 1 por año	Daño moderado	Alto	Considere implementar sistemas de filtración de aire aguas arriba y de detección de la carga del filtro, revisar los intervalos de mantenimiento de acuerdo con el ambiente	> 1 por año	Daños menores	Medio
12	¿Qué pasa si el vehículo se sumerge en el agua?	Si LH2: congelación de los puertos de ventilación/ componentes de seguridad seguida de una ruptura catastrófica Si GH2: No hay efecto inmediato, riesgo de daño a los sistemas durante la recuperación	1 en 100 años	Catastrófico para LH2, pérdida severa para GH2	Alto	Si LH2: Evitarlo es la principal estrategia de mitigación Si GH2: Considere los procedimientos para la recuperación segura, incluida la posibilidad de venteo remoto antes de la recuperación	1 en 100 años	Catastrófico para LH2, pérdida severa para GH2	Alto
13	¿Qué pasa si el vehículo es empujado fuera del camino por un deslizamiento de tierra? ¿Qué pasa si hay daños en los sistemas de hidrógeno por la carga?	El impacto podría causar fugas o fallas catastróficas	< 1 por año	Catastrófico	Alto	Instale elementos resistentes a los impactos para proteger los componentes de alta presión, instale componentes de alto riesgo en áreas bien protegidas del vehículo si es posible. Considere el uso de válvulas de exceso de flujo u orificios fijos para detener o reducir las tasas de fuga.	1 en 10 años	Daño moderado	Medio
14	¿Qué pasa si la nieve / hielo / barro / polvo obstruyen la entrada de la celda de combustible?	Pérdida de la función de la celda de combustible.	< 1 por año	Daños menores	Bajo	Procedimiento de apagado automático debido a la baja presión de entrada (igual que el filtrado del aire)	< 1 por año	Daños menores	Bajo
22	¿Qué pasa si el abastecimiento de hidrógeno a gran velocidad sobrecalienta los tanques de almacenamiento?	Falla del revestimiento del tanque que causa fugas, falla de la composita (material compuesto) que conduce a una falla catastrófica	> 1 por año	Catastrófico	Alto	Desarrollo de protocolos de abastecimiento de combustible adecuados para la aplicación, para la mitigación de los excesos de T, P cuando se utilizan tanques COPV (L / D, mezcla, estratificación) [COPV: composite overwrapped pressure vessel]	1 en 1000 años	Pérdida severa	Medio

En la medida de lo posible, se deben utilizar las recomendaciones de los escenarios de riesgo identificados para impulsar el proceso de diseño. A medida que evolucionan los detalles del diseño, el análisis de SWIFT puede actualizarse y/o sustituirse por métodos de análisis de riesgos más detallados que permitan una evaluación más profunda del riesgo. En algunas circunstancias aisladas, el riesgo, aunque ocasionalmente bajo, no pudo mitigarse mediante cambios en el diseño y/o las opciones operativas (por ejemplo, el riesgo asociado con la inmersión completa de un sistema LH₂). Esto no es un fallo del análisis, sino más bien una indicación de que se necesita un análisis adicional, ya sea para evaluar la probabilidad y/o mitigar las consecuencias.

Estos escenarios de riesgo identificados deben utilizarse nuevamente para guiar las decisiones críticas en el diseño (por ejemplo, la elección entre hidrógeno comprimido o hidrógeno líquido como combustible para el camión minero). También es una indicación de que será necesario utilizar estrategias adicionales para reducir el riesgo a niveles aceptables³⁸ y es probable que se necesiten múltiples elementos (barreras físicas, requisitos de mantenimiento/operativos, diseño del sistema de seguridad, pruebas de prototipos en condiciones difíciles, etc.). Estos escenarios también son buenos candidatos para el modelado de consecuencias para establecer el potencial de daño del peor de los casos y los procedimientos de emergencia.

2.5 Aplicación del análisis realizado a otros proyectos mineros

Analizando los resultados de la aplicación de la herramienta SWIFT al proyecto de un camión CAEX impulsado por hidrógeno, se espera que muchas de las preguntas, respuestas y estrategias de mitigación "¿Qué pasaría si" (What if) sean aplicables a una grúa horquilla de pila de combustible impulsada por hidrógeno operando en actividades mineras. Una diferencia importante entre la grúa horquilla y el CAEX, que podría cambiar significativamente los peligros y riesgos, aparece cuando la grúa horquilla opera en interiores. En este caso, debe considerarse en detalle la probabilidad y las posibles consecuencias de un evento de fuga de hidrógeno en interiores, lo que no está cubierto en el análisis del CAEX. A continuación, se muestra cómo las preguntas "¿Qué pasaría si" se aplican o no al proyecto de grúa horquilla. Las preguntas, indicadas con el encabezado "P" (pregunta) corresponden a las que figuran en la tabla de la sección 9.2.4.3.

P1: ¿Qué pasa si una atmósfera corrosiva afecta la integridad de los tanques de hidrógeno?

Aplicable si la grúa horquilla está expuesta a una atmósfera corrosiva.

P2: ¿Qué pasa si el hidrógeno líquido almacenado en el vehículo causa fragilidad por baja temperatura que afecta la integridad estructural del camión?

No es aplicable, es poco probable que una grúa horquilla de pila de combustible utilice almacenamiento de hidrógeno líquido a bordo.

P3: ¿Qué pasa si el ácido sulfúrico afecta los equipos auxiliares?

Aplicable si los equipos auxiliares de la grúa horquilla están expuestos a una atmósfera de ácido sulfúrico.

P4: ¿Qué pasa si el ácido sulfúrico afecta la pila de combustible, como ser, entrando con el aire de ingreso, y la exposición sobre los componentes?

Aplicable si la pila de combustible de la grúa horquilla está expuesta a una atmósfera de ácido sulfúrico.

38 El riesgo aceptable es muy subjetivo y normalmente no hay una cuantificación de él. Se puede decir que corresponde al riesgo aceptable por los interesados, o por la autoridad o por la sociedad.

- P5: ¿Qué pasa si la alta exposición a los rayos UV afecta a los materiales?
Aplicable si la grúa horquilla está expuesta a una alta radiación solar o se utiliza en exteriores.
- P6: ¿Qué pasa si la vibración causa fugas dentro del sistema de hidrógeno?
No es probable que sea aplicable ya que las vibraciones son significativamente diferentes de la aplicación CAEX.
- P7: ¿Qué pasa si impactos o golpes causan la rotura repentina de un accesorio o línea de hidrógeno? (podría ocurrir durante la carga / transporte)
No es probable que sea aplicable ya que las cargas de impacto son significativamente diferentes de la aplicación CAEX.
- P8: ¿Qué pasa si los ciclos térmicos ambientales afectan la integridad de los accesorios y sellos de los componentes?
Aplicable si la grúa horquilla experimenta ciclos térmicos severos (por ejemplo, operaciones al aire libre).
- P9: ¿Qué pasa si las bajas temperaturas causan la congelación de la pila y/o de los equipos auxiliares?
Aplicable si la grúa horquilla experimenta bajas temperaturas: pueden ser necesarias consideraciones especiales de diseño para las temperaturas de frigoríficos (como las aplicaciones de almacenamiento de alimentos en frío).
- P10: ¿Qué pasa si la entrada de aire de la celda de combustible está contaminada con polvo?
Aplicable si la grúa horquilla opera en un ambiente polvoriento.
- P11: ¿Qué pasa si el sistema de celda de combustible está expuesto a grandes variaciones en la presión ambiental?
Poco probable debido a la distancia de viaje limitada de la grúa horquilla, a menos que se transfiera a una nueva ubicación.
- P12: ¿Qué pasa si el vehículo se sumerge en el agua?
No es probable que sea aplicable, también es poco probable que tenga hidrógeno líquido a bordo.
- P13: ¿Qué pasa si el vehículo es empujado fuera del camino por un deslizamiento de tierra? ¿Qué pasa si hay daños en los sistemas de hidrógeno por la carga?
No es probable que sea aplicable debido al entorno de uso.
- P14: ¿Qué pasa si la nieve / hielo / barro / polvo obstruyen la entrada de aire de la celda de combustible?
Aplicable si la grúa horquilla opera al aire libre.
- P15: ¿Qué pasa si la nieve / hielo se acumula en equipos auxiliares?
Aplicable si la grúa horquilla opera al aire libre.
- P16: ¿Qué pasa si la nieve / hielo hace que las válvulas de hidrógeno dejen de funcionar?
Aplicable si la grúa horquilla opera al aire libre
- P17: ¿Qué pasa si el operador causa una colisión con otro vehículo?
Aplicable, pero es necesario evaluar las características únicas de las grúas horquillas.
- P18: ¿Qué pasa si la colisión ocurre con un vehículo con explosivos?
No es probable que sea aplicable debido al entorno de uso.

P19: ¿Qué pasa si ocurre una colisión entre el vehículo y la estación de servicio?

Aplicable con una estrategia de mitigación similar para la estación de servicio de grúas horquillas.

P20: ¿Qué pasa si la camisa de vacío del sistema LH2 de la grúa horquilla falla?

No aplicable debido a ausencia de hidrógeno líquido a bordo.

P21: ¿Qué pasa si el sistema de almacenamiento de hidrógeno gaseoso ventea?

Relativamente aplicable si la grúa horquilla opera al aire libre. Las estrategias de mitigación serán exclusivas del diseño de la grúa horquilla.

P22: ¿Qué pasa si el abastecimiento de hidrógeno a gran velocidad sobrecalienta los tanques de almacenamiento?

Relativamente aplicable. Debe considerar fugas de hidrógeno en un ambiente interior.

P23: ¿Qué pasa si ocurre un evento de fuga durante el abastecimiento de combustible?

Aplicable, pero es posible que se utilice un protocolo de abastecimiento de combustible diferente a la aplicación CAEX.

P24: ¿Qué pasa si el vehículo se aleja cuando está conectado a la(s) boquilla(s) de abastecimiento de combustible?

Aplicable para aplicaciones de abastecimiento de combustible gaseoso.

2.6 Búsqueda bibliográfica de información de seguridad de experiencias de uso de hidrógeno en minería

Se realizó una búsqueda bibliográfica de documentos con información relativa a seguridad, extraída de experiencias prácticas de uso de hidrógeno en minería. La búsqueda se hizo usando los motores de búsqueda Google y Google Scholar; el primero está focalizado en documentos técnicos y sitios web, y el segundo se focaliza en documentos técnicos-científicos, principalmente papers académicos. En ambos casos se usaron combinaciones de las palabras clave *"hydrogen"*, *"mining"*, *"mines"*, *"safety"*, *"review"*, y la búsqueda se limitó al período 2010 - 2022.

En todos los casos la búsqueda entregó una enorme cantidad de resultados, hasta 272.000.000 en una oportunidad, pero ninguno con la información buscada. Por ejemplo, la búsqueda³⁹ en Google con las palabras *"hydrogen safety mining"* entre 2010 y 2022 entregó 28.200.000 resultados, pero en las cinco primeras páginas de búsqueda se encontró sólo información muy descriptiva sobre la preocupación por la seguridad en el uso de hidrógeno en minería, pero sin entregar información sobre problemas concretos encontrados en experiencias prácticas. La Tabla 2-3 muestra los resultados más cercanos a lo buscado. Hay que destacar que la información más antigua se refiere mayoritariamente a minas subterráneas, pero la más reciente se enfoca a minería abierta, especialmente por los proyectos sudafricanos y chilenos.

39 Más allá de las primeros cinco páginas entregadas por el motor de búsqueda, los resultados se alejan mucho de lo que se busca.

Tabla 2-3 Resultados de búsqueda en Google con palabras clave "hydrogen safety mining" entre 2010 y 2022

Nombre	Autor, fecha	Resumen	URL
First pilot project in Chile for hydrogen in mining to launch prototype in June	Anthony Barich, 6 Apr, 2022	Describe el proyecto Hydra. Al final menciona su contribución a protocolos de seguridad: "... project's results will be used to support government agencies in the country and beyond by establishing safety protocols for hydrogen use at scale for mining, which is seen as critical for the successful deployment of that hydrogen solution..." "... and aid the development of protocols for the safe use of hydrogen on mine sites for the broader industry"	https://www.spglobal.com/marketintelligence/en/news-insights/latest-news-headlines/first-pilot-project-in-chile-for-hydrogen-in-mining-to-launch-prototype-in-june-69585431#:~:text=6%20Apr%2C%202022-,First%20pilot%20project%20in%20Chile%20for%20hydrogen,to%20launch%20prototype%20in%20June&text=Antofagasta's%20Centinela%20copper%20mine%20in,first%20time%20in%20the%20country.
Harnessing hydrogen: Miners explore the use of hydrogen-powered haul trucks	Diane L.M. Cookl August 16, 2021 3:12 pm	Presenta la conveniencia y desafíos del H2 en minería, mencionando casos como el de Anglo American y Engie-Mining3 (Hydra). Menciona la seguridad sólo en un comentario que hace Consuelo Glaría de Engie cuando es entrevistada.	https://www.canadianminingjournal.com/featured-article/harnessing-hydrogen/
A Case for Hydrogen to Decarbonize Mining	Quailan Homann, 16 de marzo de 2020	Describe ventajas del H2 en minería subterránea. Cita paper "Viability analysis of underground mining machinery using green hydrogen as a fuel" Funez, 2020.	https://www.fchea.org/in-transition/2020/3/16/a-case-for-hydrogen-to-decarbonize-mining
Hydrogen-powered vehicles: innovations in the future of mining machinery?	ANALYSIS August 24, 2020 updated 23 Aug 2020 10:38pm	Presenta desarrollos en marcha para el uso de H2 en minería. Menciona los proyectos de Anglo American en SA y el de Alset en Chile, además de otros en China o con el apoyo de Japón. No dice nada sobre seguridad	https://www.mining-technology.com/analysis/hydrogen-powered-vehicles-innovations-in-the-future-of-mining-machinery/
HySA test facility evaluating potential for hydrogen fuel cells in underground mining	Paul Moore on 22nd August 2019	Artículo y entrevista a Dmitri Bessarabov, director del Hydrogen South Africa (HySA) Infrastructure Center of Competence at South Africa's North-West University (NWU) y del Council for Scientific and Industrial Research (CSIR). Describe las ventajas del uso de H2 en minas subterráneas y las capacidades y labores de HySA. Menciona la necesidad de estudiar la seguridad y la falta de normas, pero no da detalles de los riesgos. Sin embargo, hace comentarios generales sobre seguridad del hidrógeno en minas subterráneas.	https://im-mining.com/2019/08/22/hysa-test-facility-evaluating-potential-hydrogen-fuel-cells-underground-mining/
How Proven Fuel Cell Technology Is Decarbonizing Mining and Construction	Nicolas Pocard (Ballard)	Presenta las ventajas del H2 para descarbonizar la minería. Menciona como ventaja que los vehículos mineros y de construcción no están tan regulados como los de carretera. No dice nada sobre seguridad. Menciona el proyecto de Anglo American en Sudáfrica y otros más.	https://blog.ballard.com/decarbonizing-mining-and-construction

La búsqueda en Google Scholar fue más acertada, pero tampoco entregó información precisa sobre seguridad. En efecto, los documentos encontrados presentan conceptos generales, y describen proyectos en distintas etapas de ejecución, pero sin resultados. Como ejemplo se pudo mencionar un paper que describe el proyecto de locomotora con celda de combustible a hidrógeno para mina subterránea, desarrollado por Anglo American Platinum Ltd (Sudáfrica). El documento describe las ventajas del hidrógeno para esta aplicación, destacando la inexistencia de emisiones contaminantes que afecten tanto a los trabajadores en la mina como al calentamiento global de planeta. Menciona algunos

trabajos anteriores que analizan los aspectos económicos y de seguridad, describe las características de la locomotora y entrega datos empíricos del ciclo de operación de las locomotoras (potencia y energía consumida) que sirven para diseñar el sistema híbrido de celdas de combustible y baterías para este caso particular. También argumentan que el almacenamiento de hidrógeno en hidruros metálicos es más conveniente por seguridad para minas subterráneas que el gas presurizado. Los resultados publicados son mayormente cualitativos y no hacen mención a problemas de seguridad (Miller, y otros, 2012). Una publicación posterior y con alguna relación con la recién mencionada, describe el proyecto HySA Infrastructure, lanzado en 2008 por el Department of Science and Technology (DST) in South Africa, con una duración de 15 años. Este proyecto contempla, entre otras cosas, trabajar en aspectos de seguridad orientados al desarrollo de reglamentos y normas (Bessarabov, y otros, 2012).

También se encuentran estudios teóricos de algunas consecuencias de la inflamación de mezclas de hidrógeno y aire en minas subterráneas. Un ejemplo de estos es la estimación del efecto en las personas de una explosión de hidrógeno en un túnel minero, usando modelos *probit*⁴⁰ de exposición (Skoba, Ugryumovb, & Granovskiyc, 2021), pero modela sólo las consecuencias de una explosión sin estimar el riesgo ni incluir otros peligros. Otro estudio que vale la pena mencionar porque participan dos autores chilenos evalúa técnica y económicamente el uso de hidrógeno en vehículos LHD que operan en minas subterráneas. Sin embargo, este análisis no incluye aspectos de seguridad, y se limita a cuestiones técnicas y de costo de capital y de las alternativas energéticas, como diésel, baterías eléctricas y celdas de combustible (C.Fúnez Guerra, y otros, 2020)⁴¹.

De esta revisión bibliográfica se concluye que no hay publicaciones abiertas que identifiquen riesgos específicos en aplicaciones mineras del hidrógeno. Las publicaciones sobre los pocos proyectos piloto de vehículos mineros a hidrógeno entregan información general sobre ellos, con pocos resultados y casi sin mención a problemas específicos de seguridad. Sin embargo, algunas publicaciones mencionan la necesidad de conocimiento para preparar regulaciones y normas para esta tecnología (Bessarabov, y otros, 2012).

2.7 Conclusiones y recomendaciones

2.7.1 Conclusiones

La selección de las herramientas de análisis de riesgo más adecuadas depende del tipo de proyecto, la etapa en que se encuentra y la información disponible. Por otro lado, se debe hacer análisis de riesgo durante toda la vida del proyecto.

Si bien el análisis cuantitativo de riesgo es más preciso y objetivo que el análisis cualitativo, no es posible hacerlo para las instalaciones de hidrógeno en minería por falta de información sobre la frecuencia de fallas, dado que esta es una tecnología aún nueva para su uso energético y, más aún, en aplicaciones mineras. Sin embargo, se espera que los peligros asociados con la implementación de tecnologías de hidrógeno en el entorno minero sean los mismos que los de otras aplicaciones y entornos, aunque los riesgos pueden ser muy distintos. Se espera que el uso de tecnologías de hidrógeno en minería acelere principalmente algunos eventos de falla, y no cambie los mecanismos primarios de falla ni las

40 Estos son modelos estocásticos que estiman el daño a las personas frente a la exposición a agentes agresivos, como ser ondas de presión o flujos de calor para el caso de los accidentes de hidrógeno.

41 Los autores L. Reyes-Bozo, J.L. Salazar y A. Godoy-Faúndez pertenecen a las universidades Universidad Autónoma de Chile, Universidad de Santiago de Chile y Universidad del Desarrollo, respectivamente.

consecuencias. Circunstancias únicas, como la colisión con un camión que transporta explosivos, son una excepción, y deben considerarse para cada proyecto.

Para que el análisis sea lo más objetivo posible, se sugiere utilizar métodos semicuantitativos sobre la base de la cantidad y calidad de la información de respaldo disponible. El análisis cualitativo de riesgos sin datos de respaldo precisos conduce a resultados engañosos e inexactos.

El análisis de riesgo realizado al proyecto objetivo muestra la forma de aplicar las herramientas SWIFT y WRAC, identifica los principales peligros y permite recomendar algunas medidas de mitigación.

2.7.2 Recomendaciones

Para identificar los peligros y riesgos de utilizar hidrógeno en minería en rajo abierto es necesario realizar un análisis de riesgos considerando diferentes herramientas, que permitan identificar todos los potenciales factores que produzcan una afectación sobre la operación y desarrollo del proyecto. En este contexto, se recomienda:

- Dado que las herramientas de análisis evolucionan junto con el grado de conocimiento y desarrollo del proyecto (ver sección 2.1), se debería considerar la aplicación de diferentes herramientas de análisis de riesgos en función del nivel de detalle de la ingeniería del proyecto y de la etapa de su ciclo de vida. Se recomienda hacer análisis de riesgo durante toda la vida de un proyecto.
- Para el caso del proyecto Hydra, se recomienda que después de que la ingeniería del proyecto haya establecido una estrategia detallada de diseño y control, se utilice algún otro método de análisis de riesgos. Una alternativa sería el método HCRA descrito previamente en la sección 2.1.3.4 “Análisis de riesgo de combustión de hidrógeno”.
- Establecer un panel de expertos internacionales en análisis de riesgos para proyectos de hidrógeno, similar al que tiene el Departamento de Energía de EE. UU⁴², mientras se apoya el desarrollo de capacidades locales.
- Establecer incentivos para generar conocimiento, y desarrollar y emplear modelos de consecuencias, tanto fundamentales como de CFD. En particular, podría fomentarse el uso del software HYRAM+ en proyectos conceptuales de minería por parte de universidades y centros de investigación, así como el desarrollo de modelos de CFD.

42 Hydrogen Safety Panel, https://h2tools.org/hsp#what_we_do.

3 Índice de peligro

Sernageomin debe revisar los proyectos piloto de uso de hidrógeno en minería, previo a su ejecución, para verificar que sean seguros y aprobarlos. Esto plantea un problema de recursos, ya que cuenta con un número limitado de profesionales y no puede dilatar más de lo razonable la revisión de los proyectos. Para facilitar las labores de presentación de los proyectos por parte de los interesados y de su revisión por parte de los profesionales de Sernageomin, este creó una Guía De Implementación De Pilotos Y Validación De Tecnologías Que Utilizan Hidrógeno Como Combustible En Minería (Sernageomin, 2021). En el proceso de desarrollo de esta guía se planteó la conveniencia de contar con un Criterio de Clasificación del Peligro que presenta un proyecto (CCP), para optimizar los recursos dedicados a su revisión. De este modo, la cantidad de tiempo y recursos asignados a la revisión de un proyecto dependerá de su peligrosidad.

Una evaluación de riesgo completa, usando herramientas como las descritas en el Capítulo 2, es la mejor forma de estimar la seguridad de un proyecto. Sin embargo, ella requiere contar con mucha información y profesionales con experiencia. Para los casos en que se tiene poca información, tiempo y recursos, la industria de procesos ha desarrollado varios índices de peligro (Suardin, 2005, pág. 9). Estos índices de peligro, que son cuantitativos, proporcionan un buen equilibrio entre simplicidad y sofisticación (Khan, Husain, & Abbasi, 2001). Los índices de peligro tienen cualidades que los hace especialmente aptos para los requerimientos de Sernageomin: a) se calculan fácilmente, permitiendo una evaluación rápida de los peligros, b) entregan una valoración numérica que facilita la interpretación de los resultados y la comparación de distintos casos o escenarios, c) los usuarios no necesitan tener mucha experiencia (Khan, Husain, & Abbasi, 2001).

El método o Criterio que se use para Clasificar el Peligro (CCP) de un proyecto de uso de hidrógeno en la minería debe ser razonablemente simple, rápido de efectuar y debe estar basado en algún método reconocido y bien documentado. Con estas características, podrá ser aplicado efectivamente por los titulares que presentan las solicitudes y revisado por los evaluadores de Sernageomin. Este proceso de apreciación se basaría en el cálculo de un indicador de peligro relativo, que permita clasificar las solicitudes presentadas y, consecuentemente, asignarle a la revisión un nivel de exigencia y profundidad acorde con su peligrosidad relativa. Durante el desarrollo de la guía implementación de proyectos piloto y validación de tecnologías que utilizan hidrogeno como combustible de Sernageomin se exploró el uso del índice de peligro de incendio y explosión de Dow (ver Anexo 7.3.1), pero no hubo tiempo de revisar otros índices, tarea que se completa en este capítulo.

3.1 Índices de peligro publicados

Se han identificado al menos 35 índices de peligro para la industria química y de proceso, los que son brevemente analizados en (Javad, y otros, 2018) y (Sultana & Haugen, 2022). Entre estos índices, los más recientes apuntan al concepto de diseño inherentemente más seguro (Inherently Safer Design, ISD), es decir, se enfoca a la seguridad inherente, que no depende de medidas de mitigación y, por lo tanto, se pueden evaluar en etapas tempranas del diseño (Sultana & Haugen, 2022). Este tipo de índices de peligro parecen más apropiados para los objetivos buscados en el presente estudio. Por otro lado, algunos

índices consideran, además de los peligros de incendio y explosión, las descargas tóxicas o corrosivas y los efectos ambientales. Como el hidrógeno no es tóxico, ni corrosivo y su combustión o reconversión no tiene impactos ambientales significativos, fuera del riesgo de que sea fuente de incendios y explosiones, estos aspectos no se consideran relevantes en el análisis y se descartarán aquellos índices fuertemente sesgados hacia la toxicidad, corrosividad e impactos ambientales. Si bien es cierto que el ambiente minero suele ser corrosivo, su evaluación es compleja, requiere de información detallada y de experiencia por parte del evaluador. Adicionalmente, gran parte de los equipos y componentes de instalaciones de hidrógeno usan aceros inoxidable. Por todas estas razones tampoco se considerará la corrosión externa para efectos del presente análisis.

La revisión detallada de todos los índices discutidos por (Suardin, 2005) y (Sultana & Haugen, 2022) queda fuera del alcance de este estudio por falta de tiempo, por lo que hemos preseleccionado los seis que se describen brevemente en las secciones siguientes: índice de fuego y explosión de Dow (Fire and Explosion Index, FEI), índice de Mond, índice de seguridad inherente (Inherent Safety Index, ISI), índice de peligro ponderado por seguridad (Safety Weighted Hazard Index, SWeHI), índice I2SI (Integrated Inherent Safety Index), e índice de seguridad inherente del sistema (Inherent System Safety Index, ISSI). Ellos se preseleccionaron de acuerdo con su aplicabilidad a los objetivos del presente estudio, grado de desarrollo, popularidad en la industria de procesos, documentación y simplicidad y se presentan ordenados por antigüedad, ya que la aparición de un nuevo índice responde al intento por mejorar los ya existentes.

3.1.1 Índice de peligro de fuego y explosión de Dow (FEI)

El índice de peligro de fuego y explosión de Dow (Fire and explosion index, FEI) es uno de los más antiguos y usados (Khan, Husain, & Abbasi, 2001), y cuenta con un manual para su aplicación (Dow, 1994). Desde su creación en 1964 ha tenido varias revisiones, concluyendo con el manual de 1994. El índice FEI da un valor relativo, que se calcula como el producto de subíndices que toman en cuenta la peligrosidad de la sustancia, hidrógeno en nuestro caso, y las instalaciones. Todos ellos son arbitrarios y el valor asignado no tiene una justificación absoluta. Adicionalmente, el método permite calcular un área de impacto que sirve para evaluar el valor monetario del posible daño a equipos e instalaciones. Este índice se aplicó a un ejemplo hipotético de uso de hidrógeno en camiones CAEX durante el desarrollo de la Guía de Sernageomin. Una descripción más completa de este índice se encuentra en el Anexo 7.3.1. El Anexo 7.3.2 presenta un ejemplo de aplicación a un proyecto piloto hipotético de camiones CAEX a hidrógeno⁴³. Este ejemplo mostró que su aplicación es de mediana complejidad.

3.1.2 Índice de peligro de Mond

El índice de Mond fue desarrollado como una extensión del FEI, incluyendo mayor variedad de materiales, plantas y consideraciones de peligro (Tyler, 1985), (Khan, Husain, & Abbasi, 2001). La complejidad de su aplicación es similar a la del FEI.

Parece haber gozado de cierta popularidad, por la frecuencia con que es citado por otros documentos, pero no se pudo obtener copia de las instrucciones para su aplicación. La falta de documentación apropiada imposibilita su uso.

43 Ambos anexos reproducen parte de los entregables de la asesoría hecha por Quinetic a CNP, reproducidos con autorización de CNP y Sernageomin.

3.1.3 Índice de seguridad inherente (ISI)

El índice de seguridad inherente (Inherent Safety Index, ISI) es sencillo y consta de dos subíndices que se suman, uno para propiedades químicas y otro para el proceso. El subíndice químico considera reactividad, calor de reacción, interacción química, inflamabilidad, explosividad, toxicidad y corrosividad. El subíndice de proceso considera inventario, temperatura, presión, la seguridad de los equipos y la seguridad del proceso (Heikkilä, 1999). Para evaluar todos estos subíndices existen tablas claras y fáciles de usar. Es el más fácil de aplicar de todos los índices revisados y cuenta con documentación clara y completa, de acceso gratuito y libre distribución.

3.1.4 Índice de peligro ponderado por seguridad (SWeHI)

El índice de peligro ponderado por seguridad (Safety Weighted Hazard Index, SWeHI) pretende representar el radio del área sujeta a peligro moderado cuando se han tomado las medidas de seguridad necesarias, entendiendo como peligro moderado aquel con una probabilidad de 50% de daño o mortalidad (Khan, Husain, & Abbasi, 2001). Se calcula como la razón entre dos factores: $SWeHI = B/A$. El factor B representa el daño que puede causar una unidad o planta, distinguiéndose un factor B1 para daño por incendio y explosión y uno B2 para daño por descargas tóxicas. El factor A representa los créditos por las medidas de seguridad y de control de peligro implementadas. El procedimiento para evaluar el factor B1 tiene cuatro etapas: 1) clasificación de las unidades de la planta en cinco categorías, 2) evaluación de factores energéticos, 3) asignación de penalidades, 4) estimación de B1. Las cinco categorías para clasificar las unidades son: 1) de almacenamiento; 2) de operaciones físicas tales como transferencia de calor, transferencia de masa, cambio de fase, bombeo y compresión; 3) de reacciones químicas; 4) de transporte; 5) otras unidades peligrosas como hornos, calderas, intercambiadores de calor de llama directa, etc. La evaluación de factores energéticos considera tanto energía química como física. El factor B se calcula a partir de varios sub-factores y penalidades que, a su vez, se obtienen mediante numerosas fórmulas, tablas y gráficos. Por otro lado, el factor A considera otros sub-factores y créditos, también calculados mediante numerosas fórmulas, tablas y gráficos. Con todo esto, el procedimiento es complejo, confuso y difícil de aplicar.

3.1.5 El índice I2SI

El índice I2SI (Integrated Inherent Safety Index) se calcula como un índice de potencial de seguridad inherente (ISPI) dividido por un índice de peligro (HI), según la fórmula $I2SI = ISPI/HI$. El índice ISPI depende de la aplicabilidad de los principios de seguridad inherentes al proceso, y el índice HI es una medida del potencial de daño después de tener en cuenta el proceso y las medidas de control de peligros (Khan & Amyotte, 2004). Los principios de seguridad inherente son diez: 1) Intensificación, 2) Sustitución, 3) Atenuación, 4) Limitación, 5) Simplificación, 6) Tolerancia a errores, 7) Evitar efectos en cadena, 8) Imposibilitar el montaje incorrecto, 9) Aclarar el estado, y 10) Facilidad de control. Su explicación se encuentra en (Khan & Amyotte, 2003). El I2SI se desarrolló para seleccionar entre distintas rutas de síntesis química la más segura inherentemente.

El índice HI, necesario para calcular el índice I2SI, considera por un lado el daño (por incendio y explosión,

toxicidad aguda, toxicidad crónica y daño ambiental) y, por otro, medidas de control de peligros. Para este efecto, se usan múltiples subíndices y sub-subíndices de cálculo complejo, algunos de los cuales son subjetivos y necesitan la intervención de expertos en seguridad de procesos. El daño potencial se evalúa usando varios gráficos, a los que se entra con el radio de daño; este último se calcula con el método empleado en el índice SWeHI que, a su vez, se basa en el FEI. Las medidas de control de peligro se evalúan calculando un subíndice de seguridad inherente, mediante un proceso similar al del HAZOP usando como palabras guía los principios de seguridad inherente, lo que es subjetivo y requiere expertos; luego se agrega un factor correspondiente a medidas de control de peligros.

3.1.6 Índice de seguridad inherente del sistema (ISSI)

Este es el índice más nuevo de los analizados (publicado en 2022), y trata de corregir defectos de los anteriores, a costa de hacer más complicado su cálculo. Para el cálculo del ISSI (Inherent System Safety Index) se determinan las características de seguridad inherentes considerando los posibles peligros y factores de riesgo del sistema. Está enfocado principalmente a procesos químicos y a las sustancias peligrosas como insumo, producto final o resultantes de reacciones intermedias. Considera también los consumos de energía en el proceso, cosa irrelevante en el caso analizado, ya que no se prevén reacciones químicas en los usos mineros más inmediatos del hidrógeno. Contempla dos tipos de factores de peligro: factores desencadenantes y factores impactantes. Los primeros son los que contribuyen directamente a los eventos de peligro. Los segundos son aquellos afectan la severidad o probabilidad del evento peligroso, sin contribuir directamente a que ellos ocurran. La aplicación de este índice es significativamente más compleja que los anteriores y está muy enfocado a las reacciones químicas producidas en el proceso. El cálculo del ISSI se hace sumando cuatro subíndices: el subíndice de seguridad del flujo de entrada (IFSSI), el subíndice de seguridad de producción (PSSI), el subíndice de complejidad (CSI) y el subíndice de vulnerabilidad (VSI). El subíndice IFSSI considera la peligrosidad de las sustancias que ingresan al proceso y el PSSI la de aquellas producidas por y durante el proceso. Los otros dos consideran la peligrosidad de los equipos de acuerdo con su complejidad y vulnerabilidad. Los subíndices IFSSI y PSSI tienen, a su vez, tres y cuatro sub-subíndices, respectivamente, que se calculan a partir de las propiedades químicas de las sustancias que participan en el proceso (Sultana & Haugen, 2022). La aplicación de este índice está parcialmente explicada en el artículo que presenta el índice (Sultana & Haugen, 2022), pero se complementa con un documento de apoyo que se baja de la página web de ScienceDirect donde, además, se puede leer el artículo⁴⁴. Su aplicación es bastante complicada debido a la gran cantidad de parámetros y al nivel de detalle que se requiere, lo que consume gran cantidad de recursos humanos.

3.1.7 Resumen y recomendación de índice base para CCP

La Tabla 3-1 resume los índices descritos en las secciones anteriores, desde la perspectiva de su aplicabilidad como base para desarrollar una clasificación de peligro para proyectos de hidrógeno en minería.

44 <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0304389421015557?via%3Dihub>

Tabla 3-1 Resumen de los índices de peligro preseleccionados

Nombre	Resumen	Referencia
Índice de fuego y explosión de Dow (FEI)	Establece un rango relativo de peligros de incendio y explosión; probablemente el más usado. Está bien documentado y es de mediana complejidad.	(Dow, 1994)
Índice de Mond	Da un rango relativo de peligros de incendio, explosión y toxicidad en etapas tempranas del proyecto. Desarrollado como extensión del FEI y similar a él. Parece que en un momento se usó mucho, pero ahora no tiene documentación. Medianamente complejo.	(Tyler, 1985)
Índice de seguridad inherente (ISI)	Clasifica los factores de seguridad en dos categorías de seguridad inherente: química y del proceso. Tiene buena documentación y es de fácil aplicación, parece ser el más indicado para Sernageomin.	(Heikkilä, 1999)
Índice de peligro ponderado por seguridad (SWeHI)	Incluye peligros de incendio, explosión y descargas tóxicas. Pretende representar el radio del área sujeta a peligro moderado. Complejo, hay que calcular numerosos factores, penalidades y créditos, que se calculan con fórmulas, tablas y gráficos; necesita muchos detalles del proceso y equipos.	(Khan, Husain, & Abbasi, 2001)
Índice I2SI	Requiere la aplicación de los principios de seguridad inherente, en su cálculo intervienen numerosos subíndices, algunos muy subjetivos y que requieren de expertos. Incluye medidas de mitigación. La documentación está distribuida en varios documentos. Todo esto lo hace muy difícil de aplicar.	(Khan & Amyotte, 2004)
Índice de seguridad inherente del sistema (ISSI)	El más nuevo de los índices, no parece haber sido probado, salvo por sus autores. Está basado en la seguridad inherente según los peligros y factores de riesgo del sistema. Enfocado principalmente a procesos químicos y a las sustancias peligrosas que ingresan, salen o resultan de reacciones intermedias. Su aplicación es compleja, pero está bien documentado.	(Sultana & Haugen, 2022)

De esta tabla se desprende que los índices ISI y FEI son los más adecuados para este propósito, dada su simplicidad y facilidad de aplicación. Considerando las características de los seis índices revisados, recomendamos usar el ISI como base para definir un índice de clasificación del peligro inherente de proyectos mineros de uso de hidrógeno. La justificación es que el ISI es simple, fácil de interpretar, fácil de calcular, no necesita de expertos, requiere información que normalmente se dispone en las primeras etapas de un proyecto, y está bien documentado. El otro índice que cumple con estos requisitos es el FEI. Sin embargo, el FEI es más complicado de implementar y requiere de mayor conocimiento y experiencia. Para reforzar este argumento, en la sección 3.4 se compara la aplicación del ISI con la del FEI al proyecto hipotético de camiones CAEX con generación de hidrógeno que se consideró en el desarrollo de la guía de Sernageomin. Antes de eso, en las dos secciones siguientes se describen con mayor detalle estos dos índices.

3.2 Descripción del índice ISI

Este índice se calcula sumando dos índices, uno químico para la sustancia peligrosa (I_{CI}) y el otro para el proceso (I_{PI}): $ISI = I_{TI} = I_{CI} + I_{PI}$ ⁴⁵. Este índice es relativo, es decir, no tiene un significado en sí mismo, sino que en comparación a otros proyectos. Por lo tanto, el valor del índice que clasifica un proyecto como peligroso debe establecerla el usuario. Las aplicaciones que interesan contemplan sólo hidrógeno como sustancia peligrosa, por lo que el subíndice químico será constante y, como interesa una clasificación relativa del peligro de los proyectos de hidrógeno, se puede ignorar. Por lo tanto, para no extender

45 No está claro por qué (Heikkilä, 1999) usa en las fórmulas el símbolo I_{TI} en lugar de usar directamente ISI.

innecesariamente este informe, no describiremos el cálculo del subíndice de propiedades químicas. El índice del proceso, I_{PI} , a su vez, se calcula como la suma de cinco subíndices, los que se definen a continuación. En esta descripción hablaremos siempre de hidrógeno ya que no consideraremos otra sustancia peligrosa.

Los subíndices del índice de seguridad del proceso se refieren a los factores de riesgo debido al inventario (cantidad de hidrogeno), I_I , máxima temperatura, I_T , máxima presión, I_p , seguridad del equipo, I_{EQ} , y seguridad de la estructura del proceso, I_{ST} . Por lo tanto, el índice del proceso se calcula como:
 $I_{PI}=I_I+I_T+I_p+I_{EQ}+I_{ST}$.

El documento que describe el ISI no da referencias sobre cómo clasificar el valor calculado del índice en relación con el riesgo, es decir, cuáles son los umbrales para clasificar el riesgo como bajo, moderado o alto, por ejemplo.

3.2.1 Subíndice de inventario I_I

Para asignarle valor al subíndice de inventario hay que cuantificar, o estimar, la cantidad total de hidrógeno en el sistema, incluyendo almacenamiento y en proceso⁴⁶. Luego, se lee el valor del subíndice en una tabla, que distingue si el sistema se encuentra en el exterior o en el interior de una batería de procesos y toma en cuenta que dentro de una batería los equipos están más juntos y, por lo tanto, el peligro es mayor. El primer caso se designa como OSBL (Offsite Battery Limit) y el segundo se designa como ISBL (Inside Battery Limit). La Tabla 3-2 muestra los valores asignados según las toneladas de hidrógeno.

Para ilustrar su uso, consideremos la quinta fila que indica que si hay un inventario de entre 200 t y 500 t dentro de la batería (ISBL) el subíndice vale 4; por otro lado, si hubiera un inventario de entre 2000 t y 5000 t fuera de la batería (OSBL) el subíndice toma el mismo valor 4. Esta tabla se basó en el índice de Mond y la opinión experta de otros autores.

Tabla 3-2 Valores del subíndice de inventario según las toneladas de producto en el sistema, que puede ser ISBL u OSBL, no ambos

ISBL	OSBL	I_I
1	10	0
1-10	10-100	1
10-50	100-500	2
50-200	500-2000	3
200-500	2000-5000	4
500-1000	5000-10000	5
>1000	>10000	5

46 El inventario incluye el hidrógeno contenido en tanques de almacenamiento, tanques buffer, reactores, otros equipos, cañerías y com-ponentes. Sin embargo, en las aplicaciones normales en minería lo relevante es el contenido de tanques de todo tipo, ya que difícil-mente habrá reactores y el contenido de equipos, cañerías y componentes es generalmente despreciable frente al inventario en tan-ques.

3.2.2 Subíndice de temperatura I_T

Este subíndice toma en cuenta el posible deterioro de las propiedades de los materiales y el daño a las personas de temperaturas superiores a 70°C y la posible fragilización de algunos materiales a temperaturas menores a 0°C. También considera las cargas cíclicas por expansión y contracción de los materiales sujetos a fluctuaciones de temperatura. Este último efecto, sin embargo, no está explícito en la tabla que entrega el valor de este índice y que se reproduce a continuación. La temperatura indicada en la tabla corresponde al valor extremo que se produzca en algún punto de la unidad, ya sea debido a las condiciones del fluido, del proceso o a las condiciones ambientales.

Tabla 3-3 Valor del subíndice de temperatura en función de la temperatura máxima o bajo cero del sistema

Temperatura, °C	I_t
< 0	1
0–70	0
70–150	1
150–300	2
300–600	3
>600	4

3.2.3 Subíndice de presión I_p

Este índice considera que la tasa de fuga aumenta con la presión y que, a mayor presión, mayor es la exigencia de resistencia al sistema. La Tabla 3-4 muestra el valor de I_p en función de la presión máxima de operación. Los rangos de presión están basados en el FEI.

Hay que usar la presión máxima prevista en algún punto de la unidad. También hay que considerar presiones subatmosféricas debido al peligro de inflamación del hidrógeno en el interior del sistema si hubiera ingreso de aire, en cuyo caso la presión a usar es la mínima; sin embargo, las normas recomiendan evitar presiones subatmosféricas y, consecuentemente, no es común encontrarlas en estas instalaciones.

Tabla 3-4 Valor del subíndice de presión en función de la presión absoluta de operación máxima o subatmosférica

Presión absoluta, bar	I_p
0–0,5	1
0,5–5	0
5–25	1
25–50	2
50–200	3
200–1000	4

3.2.4 Subíndice de equipo I_{EQ}

Para asignar los valores a este subíndice, la autora analizó factores como la disposición de los equipos (layout), estudios de equipos involucrados en accidentes con grandes pérdidas, el FEI y estadísticas de fallas, consultando numerosas publicaciones. Con estos antecedentes presenta dos tablas con valores del subíndice del equipo, una para equipos instalados dentro y otra para equipos instalados fuera del límite de batería (ISBL y OSBL, respectivamente), las que se reproducen a continuación. La calificación de “alto riesgo” que figura en la Tabla 3-5 se refiere a equipos que contienen sustancias que se encuentran a temperaturas superiores a la de su autoencendido.

Tabla 3-5 Valor del subíndice del equipo montado dentro del límite de batería (ISBL)

Equipo	I_{EQ}
Equipos para materiales no inflamables ni tóxicos	0
Intercambiadores de calor, bombas, torres, tambores	1
Enfriadores de aire, reactores, bombas de alto riesgo	2
Compresores, reactores de alto riesgo	3
Hornos, calentadores con fuego	4

Tabla 3-6 Valor del subíndice del equipo montado fuera del límite de batería (OSBL)

Equipo	I_{EQ}
Equipos para materiales no inflamables ni tóxicos	0
Tanques de almacenamiento atmosféricos, bombas	1
Torres de enfriamiento, compresores, sistemas de purga, tanques almacenamiento. presurizados o refrigerados	2
Antorchas, calderas, hornos	3

3.2.5 Subíndice de seguridad de la estructura del proceso I_{ST}

Para este subíndice se entiende por estructura del proceso el conjunto de operaciones de éste y cómo están conectadas, incluyendo la integración de los sistemas auxiliares. Se ha comprobado que hay estructuras que son inherentemente más seguras que otras. Sin embargo, este es el subíndice más difícil de evaluar, ya que se basa en la perspectiva de la ingeniería de sistema y requiere evaluadores con experiencia en el proceso particular. La Tabla 3-7 entrega el valor de este subíndice basado en la calificación de la seguridad de la estructura del proceso. Aquí se califica la calidad del diseño de ingeniería, considerando si éste se ha basado en normas y recomendaciones, si corresponde una ingeniería sólida y cuidadosa, o si existen datos de accidentes con ese proceso. Para hacer este tipo de calificaciones se requiere bastante conocimiento y experiencia sobre el proceso específico.

Tabla 3-7 Valor del subíndice de seguridad de la estructura del proceso

Proceso según la seguridad de su estructura	I_{ST}
Recomendado, estándar	0
Práctica de ingeniería sólida	1
Proceso neutro, sin datos	2
Probablemente inseguro	3
Con accidentes menores reportados	4
Con accidentes mayores reportados	5

3.3 Descripción del índice FEI

Esta sección describe brevemente el índice FEI, una descripción completa se encuentra en el Anexo 7.3.1 y en la guía de cálculo del FEI (Dow, 1994). El FEI se calcula como el producto de dos factores, el factor de peligro del material, MF, y el factor de peligro de la unidad de procesos, F3, es decir, $FEI=MF \cdot F3$. El factor del material depende de las características tóxicas o inflamables de este, y está tabulado en el Apéndice A de la guía; para el hidrógeno vale 21 y es constante para todos los casos previsibles de aplicación de este combustible en minería. Por otro lado, el factor de la unidad de procesos se calcula, a su vez, como el producto de un factor de peligro general, F1, y otro de peligro especial, F2, es decir, $F3=F1 \cdot F2$.

La guía de cálculo del FEI muestra cómo calcular cada uno de los factores mencionados, lo que se resume en las subsecciones que siguen, además de presentar una tabla que relaciona el valor del FEI con un grado de riesgo, la que se reproduce en la Tabla 3-8. Si bien esto parece ser una ventaja, también puede ser un inconveniente ya que no se sabe con qué criterio se hizo esta clasificación.

Tabla 3-8 Grado de peligro de acuerdo con el valor del FEI

FEI	Grado de peligro
1 – 60	Bajo
61 – 96	Moderado
97 – 127	Intermedio
128 – 158	Alto
> 159	Severo

3.3.1 Factor de peligro general del proceso

El factor de peligro general del proceso se calcula sumando penalidades por A) reacciones químicas exotérmicas, B) reacciones químicas endotérmicas, C) manipulación y transferencia del material, D) unidades de proceso en ambientes cerrados, E) accesos, y F) drenajes y control de derrames. Estas penalidades van entre cero y 1,25 y se les suma 1 para evitar que el factor pueda tomar el valor cero si todas las penalidades valen cero: $F1=1+P_A+P_B+P_C+P_D+P_E+P_F$. La Tabla 3-9 presenta una breve descripción de estos factores; más detalles se encuentran en el Anexo 7.3.1.

Tabla 3-9 Descripción de las penalidades del factor de peligro general del proceso

Penalidad	Rango valores	Descripción
A. Reacciones exotérmicas	0,30 – 1,25	Se usa cuando hay reacciones exotérmicas en el proceso, propio de plantas químicas, por lo que en nuestro caso vale cero
B. Reacciones endotérmicas	0,20 – 0,40	Tiene valor distinto de cero sólo para el caso de los electrolizadores
C. Manipulación y transferencia	0,25 – 1,05	Tiene valores entre 0,25 y 1,05 cuando hay transferencia de hidrógeno, como cuando este se suministra en remolques multitubos o en cilindros, o se cargan vehículos
D. Unidades en ambientes cerrados	0,25 – 0,90	Tiene valores entre 0,25 y 0,9 cuando hay unidades en espacios cerrados y depende, entre otras cosas, de la cantidad de hidrógeno y la ventilación
E. Accesos	0,20 – 0,35	Considera los accesos para el personal, varía entre 0,2 y 0,35 dependiendo de la edificación y la ubicación, número y características de los accesos
F. Drenajes y control de derrames	0,25 – 0,50	Varía entre 0,25 y 0,50 y se aplica cuando hay líquidos inflamables

3.3.2 Factor de peligro especial del proceso

El factor de peligro especial del proceso se calcula sumando penalidades por A) materiales tóxicos, B) presión subatmosférica, C) operación en, o cerca, del rango inflamable, D) posible explosión de polvo, E) presión de operación, F) temperatura de operación, G) cantidad de material inflamable o inestable, H) corrosión o erosión, I) filtraciones en uniones, empaques y retenes, J) equipos de combustión, K) equipos de aceite térmico, y L) equipos rotatorios. También se le suma uno a estas penalidades, quedando $F2=1+\sum_{i=A}^L P_i$.

Tabla 3-10 Descripción de las penalidades del factor de peligro especial del proceso

Penalidad	Rango valores	Descripción
A. Materiales tóxicos	0,20 – 0,80	El hidrógeno no es tóxico, por lo que esta penalidad vale cero.
B. Presión subatmosférica	0,50	Las normas de hidrógeno recomiendan evitar presiones subatmosféricas, por lo que normalmente vale cero.
C. Operación en, o cerca, del rango inflamable	0,30 – 0,80	Aplica cuando la sustancia en proceso es una mezcla inflamable, lo que no ocurre en instalaciones de hidrógeno.
D. Posible explosión de polvo	0,25 – 2,00	Se aplica cuando hay polvos combustibles suspendidos en aire. Podría ocurrir con el concentrado de cobre.
E. Presión de operación	0,16 – 1,50	Se calcula mediante una fórmula, o gráfico, y una tabla.
F. Baja temperatura de operación	0,20 – 0,30	Aplica cuando la posible fragilización de metales por baja temperatura no ha sido considerada en el diseño.
G. Cantidad de material inflamable o inestable	0,1 – 1,6	Depende de la cantidad de material inflamable en proceso o almacenado; se calcula mediante una fórmula o un gráfico.
H. Corrosión o erosión	0,10 – 0,75	Considera corrosión externa e interna; se calcula a partir de la tasa de corrosión expresada en mm/año.
I. Filtraciones en uniones, empaques y retenes	0,10 – 1,50	Depende del tipo de uniones, empaques y retenes, y de los ciclos de temperatura y presión.
J. Equipos con combustión	0,10 – 1,00	Depende de la distancia entre las instalaciones de hidrógeno y equipos de combustión; se calcula mediante una fórmula o un gráfico.
K. Equipos de aceite térmico	0,15 – 1,15	Se aplica a equipos de aceite térmico que operen a temperaturas mayores a 300 °C.
L. Equipos rotatorios	0,50	Aplica cuando hay bombas o compresores de alta potencia.

3.4 Comparación del ISI con el FEI aplicado a un proyecto minero de uso de hidrógeno

En esta sección comparamos la facilidad de aplicación de ambos índices a un proyecto hipotético de uso de hidrógeno en minería. Este proyecto es similar al usado en el estudio realizado a CNP-Sernageomin, y se encuentra descrito en detalle en el Anexo 7.3.2. En las cuatro subsecciones siguientes se resume las principales características del proyecto hipotético analizado, se calculan el ISI y el FEI para dicho proyecto y se compara la facilidad de aplicación y resultados de ellos.

3.4.1 Principales características de proyecto hipotético

El proyecto hipotético consiste en un proyecto de camiones CAEX con celdas de combustible a hidrógeno. Considera un electrolizador para generar el hidrógeno, almacenamiento de este para poco más de un día de consumo, una estación de dispensado, o carga, de hidrógeno al camión y un camión CAEX. Para los efectos del cálculo de los índices, separamos el proyecto en tres unidades de proceso: el electrolizador con su almacenamiento, la estación con su almacenamiento, y el CAEX. Supondremos que las dos primeras unidades están conectadas mediante una cañería. Este proyecto está desarrollado en el Anexo 7.3.2 y, a continuación, se resume la información necesaria para el cálculo del ISI y del FEI.

El electrolizador produce 413 Nm³/h con una presión de trabajo máxima de 30 barg. El hidrógeno generado se almacena en un tanque de 3.600 Nm³ de capacidad (302 kg) y 30 barg de presión nominal.

La estación de carga tiene un compresor que sube la presión del hidrógeno desde los 30 barg que entrega el electrolizador hasta 450 barg, y lo almacena en dos tanques con capacidad combinada de 1.200 kg. Aunque las fuentes consultadas no indican específicamente el enfriamiento del hidrógeno antes de ser cargado en el camión, supondremos que este se enfría hasta -20 °C debido a que es una práctica común para la carga rápida de hidrógeno.

El CAEX carga el tanque con 200 kg de hidrógeno a 350 barg en 15 a 20 minutos, y considera cuatro cargas al día. Supondremos que la capacidad del tanque es 10% superior a la carga, es decir, 220 kg de hidrógeno.

Para los efectos del cálculo del inventario de hidrógeno en cada unidad, consideraremos sólo el contenido máximo de los tanques, despreciando la cantidad incluida en cañerías, componentes y equipos.

La descripción anterior corresponde al proyecto base, con un CAEX. Sin embargo, para comparar el comportamiento de los índices al cambiar el tamaño del proyecto, lo extrapolaremos a proyectos con 25, 50, 75 y 100 CAEX. Para esto, aumentaremos la capacidad de almacenamiento, o inventario, en generación y dispensado en forma proporcional al número de CAEX. El índice total del proyecto se calcula como la suma de los índices de cada una de las tres unidades del proyecto base. Para la extrapolación a más de un camión, cada CAEX se considera una unidad, por lo que el índice del conjunto de CAEX se calcula como el producto del índice de un camión multiplicado por el número de camiones.

3.4.2 Cálculo del ISI del proyecto base

Este índice se calcula en el Anexo 7.3.3 (planilla Excel), y los cálculos para el proyecto base con un CAEX se resume en la Tabla 3-11. Para los subíndices que distinguen entre instalaciones dentro y fuera del límite de batería, ISBL y OSBL respectivamente, consideramos siempre la alternativa dentro del límite de batería (ISBL). No consideramos el IST debido a que para asignarle un valor se necesita el diseño detallado de cada unidad.

Tabla 3-11 Cálculo del ISI para el proyecto base

	Generación	Dispensado	CAEX	I_{PI} Total = ISI
Unidades	1	1	1	
Inventario, t	0,302	1,200	0,22	
ISBL I_I	0	1	0	
OSBL I_I				
Temperatura, °C	0 - 30	-20 - 30	0 - 30	
I_T	0	1	0	
Presión, bar	30	450	350	
I_P	2	4	4	
Equipos ISBL	Int. Cal.	Comp.	Int.Cal	
Equipos OSBL				
I_{EQ}	1	3	1	
I_{ST}				
I_{PI}	3	9	5	17

3.4.3 Cálculo del FEI del proyecto base

Este índice se calcula en el Anexo 7.3.4 (planilla Excel) y los cálculos para el proyecto base con un CAEX se resume en la Tabla 3-12.

Tabla 3-12 Cálculo del FEI para el proyecto base

ÁREA	DIVISIÓN	LOCALIZACIÓN	FECHA	Unidad		
LUGAR	UNI. MANUFACT.	UNI. PROCESO	25-04-2022	1	2	3
PREPARADO POR:	APROBADO POR: (Superintendente)	EDIFICIO:		Generac.	Dispens.	CAEX
REVISADO: (GTE)	REVISADO POR: (Centro Técnico)	REVISADO POR: (Prevención de riesgos)				
MATERIALES EN UNIDAD DE PROCESO: hidrógeno		ESTADO DE OPERACIÓN				
		MATERIAL(ES) BÁSICO PARA FACTOR MATERIAL: hidrógeno				
FACTOR DE MATERIAL (Tabla 1 o Apps. A o B) Tenga en cuenta los requisitos cuando la unidad de temperatura este sobre 140 °F (60 °C)				21	21	21
1. Peligros generales del proceso			Rango del factor de penalización	Penalización		
Factor Base			1	1	1	1
A.	Reacciones químicas exotérmicas		0,30 a 1,25	0	0	0
B.	Procesos endotérmicos		0,20 a 0,40	0,2	0	0
C.	Manejo y transferencia de materiales		0,25 a 1,05	0	0,5	0,5
D.	Unidades de proceso cerradas o interiores		0,25 a 0,90	0,6	0,6	0,5
E.	Acceso		0,20 a 0,35	0	0	0
F.	Drenaje y control de derrames gal o m3.		0,25 a 0,50	0	0	0
Factor de peligro general del proceso (F1)				1,8	2,1	2
2. Peligros de procesos especiales						
Factor Base			1	1	1	1
A.	Material(es) tóxico(s)		0,20 a 0,80	0	0	0
B.	Presión subatmosférica (< 500 mm Hg)		0,5	0	0	0
C.	Operación en o cerca del rango inflamable _____ Inerte _____ No inerte					
	1. Batería de tanques, Almacenamiento de líquidos inflamables		0,5	0	0	0
	2. Error de alteración o purga del proceso		0,3	0	0	0
	3. Siempre en rango inflamable		0,8	0	0	0
D.	Explosión de polvo (véase el cuadro 3)		0,25 a 2,00	0	0	0
E.	Presión (Ver Figura 2) Presión de funcionamiento 6,527 psig o kPa Ajuste de alivio 7.180, medidor de psig			0,73	1,20	1,20
F.	Baja temperatura		0,20 a 0,30	0	0	0
G.	Cantidad de material inflamable/inestable: 1 504 kg. He =142 MJ/kg					
	1. Líquidos o gases en proceso (Ver Figura 3)					
	2. Líquidos o gases almacenados (ver Figura 3)			0,09	0,20	0,08
	3. Sólidos combustibles en almacenamiento, polvo en proceso (Ver Fig. 3)					
H.	Corrosión y erosión		0,10 a 0,75	0,1	0,1	0,1
I.	Fugas - Juntas y embalaje		0,10 a 1,50	0,4	0,4	0,4
J.	Uso de equipos de fuego (Ver Figura 4)			0	0	0
K.	Sistema de intercambio de calor de aceite caliente (ver Tabla 5)		0,15 a 1,15	0	0	0
L.	Equipos rotatorios		0,5	0	0	0
Factor de peligro de proceso especial (F2)				2,32	2,90	2,78
Factor de peligros de la unidad de proceso (F1 x F2) = F3				4,18	6,09	5,55
Índice de incendios y explosiones (F3 x MF = F&EI)				87,79	127,86	116,60

3.4.4 Comparación de los índices ISI y FEI

Para comparar estos dos índices los evaluamos para el caso base, un CAEX, y para cuatro casos más con 25, 50, 75 y 100 CAEX. Los cálculos se hicieron con las planillas contenidas en los anexos 7.3.3 y 7.3.4; los resultados se resumen en la Tabla 3 13 y se grafican en la Figura 3 1. En esta figura el valor de cada índice se muestra en escalas distintas, el ISI a la izquierda y el FEI a la derecha, ya que sus rangos son muy distintos. Por otro lado, la escala del ISI se inicia en -100 para separar las dos líneas, de otro modo se confunden ya que las pendientes son proporcionales.

Tabla 3-13 Valores de los índices ISI y FEI para distinto número de camiones

n° de CAEX	ISI Total	FEI total	FEI/ISI
1	17	303	17,8
25	139	2.450	17,6
50	266	4.653	17,5
75	391	6.850	17,5
100	516	9.044	17,5

Hay que destacar que en el cálculo del ISI total para distinto número de camiones, sólo cambia el subíndice de inventario II para las unidades generación y dispensado, y el número de camiones, que multiplica el índice calculado para un camión. Del mismo modo, para el cálculo del FEI, sólo cambia la penalidad G del factor de peligro especial, y el número de camiones, que multiplica el índice calculado para un camión. En ambos casos el índice de un camión no cambia con el número de camiones, ya que son todos iguales.

Estos índices permiten comparar la distribución del peligro inherente del proyecto entre las tres unidades que lo forman: 1) generación de hidrógeno, 2) dispensado o carga, y 3) uso en camiones CAEX. La Tabla 3 14 muestra que en el caso base el mayor peligro está en el dispensado de hidrógeno al camión, pero luego el peligro de los camiones se torna más significativo. El peligro de la unidad de generación de hidrógeno es el menor, en términos relativos.

Figura 3-1 Comparación de valores de ISI y FEI para distinto número de camiones

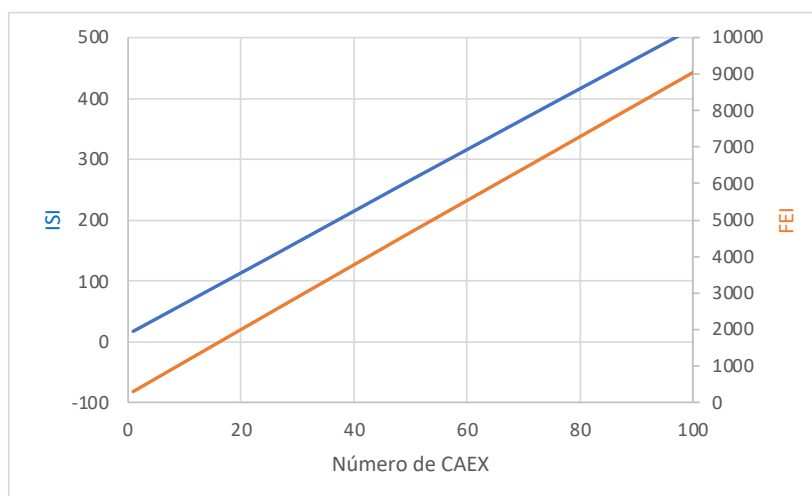


Tabla 3-14 Distribución del peligro inherente entre las unidades del proyecto

	Gener.	Dispens.	CAEX	Total
N° de unidades	1	1	1	
Inventario, t	0,302	1,2	0,22	
ISI	3	9	5	17
FEI	88	128	87	303
N° de unidades	1	1	25	
Inventario, t	7,55	30	0,22	
ISI	4	10	125	139
FEI	104	160	2.186	2.450
N° de unidades	1	1	50	
Inventario, t	15,1	60	0,22	
ISI	5	11	250	266
FEI	111	170	4.372	4.653
N° de unidades	1	1	75	
Inventario, t	22,65	90	0,22	
ISI	5	11	375	391
FEI	116	176	6.558	6.850
N° de unidades	1	1	100	
Inventario, t	30,2	120	0,22	
ISI	5	11	500	516
FEI	119	180	8.745	9.044

Los resultados muestran que ambos índices son comparables y proporcionales. Como la escala de cada uno es arbitraria, la interpretación de un índice es equivalente a la del otro, una vez que se haya establecido los valores del índice que se considerarán de peligro bajo, medio o alto. El FEI proporciona en su guía una escala referencial (Dow, 1994), reproducida en la Tabla 3-8. Según esta clasificación, todos los proyectos, desde el que considera un solo camión, con FEI = 303, en adelante presentan un peligro inherente severo, ya que el umbral de peligro severo es FEI > 159. Es decir, para este tipo de proyecto, la clasificación sugerida por la guía de aplicación del FEI está saturada y no discrimina. Hay que tener presente que estos índices expresan el peligro inherente sin considerar medidas de mitigación.

Respecto a la facilidad de cálculo de cada índice, una inspección de las planillas de cálculo correspondientes (anexos 7.3.3 y 7.3.4) muestra que el ISI es significativamente más simple de calcular, requiere menos información y menos decisiones o juicios del evaluador. En resumen, los resultados de ambos índices son comparables, y el ISI es más fácil de calcular que el FEI. Por lo tanto, acordamos con la contraparte técnica de BM-MEN-Sernageomin adoptar el índice ISI con modificaciones.

3.5 Modificaciones al índice ISI

Para adaptar el ISI a los propósitos de Sernageomin, proponemos hacerle ajustes y, por lo tanto, sugerimos llamarlo Índice de Peligro de Sernageomin (IPS) para evitar confusiones. En lo que sigue usaremos el nombre IPS.

Las modificaciones hechas al ISI para adaptarlo a los propósitos de Sernageomin definiendo el IPS, hace que este último tenga algunas limitaciones. En primer lugar, el IPS se aplica sólo a proyectos de hidrógeno. Por otro lado, hay que señalar que el ISI fue desarrollado para instalaciones estacionarias, que operan sin moverse de un lugar. No obstante, extenderemos la aplicación del IPS a vehículos que usen o transporten hidrógeno sin aplicar un castigo adicional, que corresponde por la mayor vulnerabilidad de los vehículos respecto a las instalaciones estacionarias. No se aplica castigo porque no se dispone de información derivada del uso de equipos mineros a hidrógeno por cuanto ella aún no existe o no está disponible para asignarle valor a dicho castigo. Esto se podrá corregir en el futuro si se cuenta con información proveniente de equipos mineros que lo justifique.

La primera modificación consiste en no considerar el índice químico del hidrógeno I_{CI} , ya que es una constante y no hace diferencia entre distintos proyectos, o alternativas de un proyecto. También proponemos eliminar el subíndice de seguridad de la estructura del proceso I_{ST} , debido a que para asignarle un número hay que valorar la calidad del proyecto de ingeniería, de las normas usadas y de la experiencia que se tenga sobre la instalación que se analiza. Esto requiere de evaluadores experimentados en el proyecto específico y que dispongan de amplia información. Aceptando estas eliminaciones, el índice de peligro a usar queda $IPS = I_I + I_T + I_p + I_{EQ}$. Es decir, incluye factores de peligro relacionados con el inventario, temperaturas extremas, presiones altas y subatmosféricas, y la presencia de ciertos equipos particularmente peligrosos.

Los detalles de aplicación del índice IPS se encuentran en el Anexo 7.3.5 Manual de uso del índice IPS. Estas modificaciones se aplicaron en la comparación de los índices ISI y FEI en la sección 3.4, por lo tanto, el índice ISI calculado es igual al IPS recién definido. Por otro lado, en la Tabla 3-13 vemos que la razón FEI/ISI es casi constante y su promedio es igual a 17,6. Con esta constante podemos transformar la tabla de grados de peligro para el FEI, Tabla 3-8, en una tabla equivalente para el IPS, como muestra la Tabla 3-15.

Tabla 3-15 Grados de peligro del índice IPS a partir de los grados de peligro del FEI

Grado de peligro	IPS (ISI)		FEI	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Bajo	0,06	3,41	1	
Moderado	3,47	5,45	61	60
Intermedio	5,51	7,22	97	96
Alto	7,27	8,98	128	127
Severo	9,03		159	158

3.6 Conclusiones y recomendaciones

3.6.1 Conclusiones

Existen numerosos índices de peligro, la mayoría de ellos son difíciles de calcular y necesitan información que sería difícil obtener en el contexto de los análisis que realizará Sernageomin. Se analizaron seis índices de peligro y se aplican dos de ellos, ISI y FEI, ambos relativamente simples, para analizar un caso hipotético que contempla el uso de hidrógeno en un camión CAEX. De estos el índice ISI es el más fácil de calcular y está bien documentado. Por otro lado, comparando la aplicación del ISI y FEI a proyectos hipotéticos de uso de hidrógeno en distinto número de camiones CAEX, se ve que ambos resultados son proporcionales. Que sean proporcionales indica que la interpretación de los resultados es equivalente, ya que ambos índices dan una clasificación relativa del riesgo de distintos proyectos, o distintas partes de un proyecto.

Respecto a la facilidad de cálculo de cada índice, el ISI es significativamente más simple de calcular, requiere menos información e implica menos decisiones o juicios del evaluador.

3.6.2 Recomendaciones

Dado los resultados de esta comparación, la Contraparte Técnica decidió adaptar el ISI para los propósitos de Sernageomin, creando el índice ISP. Se recomienda que el mismo podría, potencialmente, ser ampliado para considerar los peligros relacionados con equipamiento en movimiento si a futuro se dispone de información suficiente para asignar un valor a dicho peligro. Para lo anterior; como paso siguiente y posterior a este estudio, se sugiere que Sernageomin considere explorar dicho desarrollo.

4 Plan de pruebas piloto y ensayos

En el presente capítulo se seleccionan aquellos riesgos que, para una evaluación más precisa, se requiere efectuar pruebas y ensayos. Los riesgos se identificaron en base al análisis de riesgo desarrollado en la Tarea 2, se priorizaron en función de su impacto y se reordenaron según la frecuencia de ocurrencia. Además de lo anterior, se consideraron pruebas para estudiar las propiedades de la combustión de mezclas híbridas de concentrado de cobre (CCu) con hidrógeno en aire. Por otro lado, se identifican las capacidades nacionales para poder desarrollar las pruebas experimentales propuestas.

4.1 Priorización de riesgos para definir pruebas

Para definir las pruebas que se requerirán para un sistema que utilice hidrógeno en minería, se analizó la información contenida en el Capítulo 2, Tabla 2-2 "Resumen de escenarios seleccionados para ilustrar la aplicación de las herramientas SWIFT y WRAC". De dicha matriz, se identificaron aquellos riesgos cuya mitigación requiere de análisis de materiales, interfaces de equipos, sensores o instrumentos. Por otro lado, se descartaron aquellos riesgos que pueden ser mitigados mediante acciones de revisiones críticas del diseño, mantenimiento, inspecciones manuales o acciones administrativas. Posteriormente se priorizaron aquellos riesgos en función de su consecuencia; es decir alto, medio o bajo, y dentro de cada impacto se reordenaron en función de la frecuencia de ocurrencia. Junto a lo anterior, se incorporó información relacionada al tipo de ensayo requerido, el tipo de instalaciones donde se pueden realizar los ensayos y, además, se incorporó una columna con información de los certificados de conformidad que deberían acompañar a los elementos a ensayar o probar. A petición de Sernageomin se incorporaron pruebas de polvo en ambiente operacional, considerando que, a pesar de que la presencia de polvo no implicaría un riesgo inherente a la seguridad, podría tener un impacto en la frecuencia del mantenimiento y, por ende, aumentar las probabilidades de accidentes debido a un incremento de las oportunidades de mantenimiento.

La Tabla 4-1 muestra el resultado de la aplicación de la metodología descrita en el párrafo anterior. En el Apéndice 9.4.1 se encuentra la matriz con el análisis tanto de los elementos considerados como aquellos que no se consideraron; el número en la primera columna de la Tabla 4-1 corresponde al otorgado en dicho apéndice.

Tabla 4-1 Matriz de priorización de ensayos y pruebas

N°	What if y recomendación	Probabilidad ocurrencia	Tipo de ensayos o pruebas	Requerimiento de laboratorio o campo de prueba	Requerimiento, certificado de conformidad / proceso u otro procedimiento
3	¿Qué pasa si el ácido sulfúrico afecta los equipos auxiliares ⁴⁷ ? Realice pruebas en el entorno de uso esperado, diseñe un sistema de falla segura (fail-safe) para la mitigación de fugas, y garantice la selección adecuada de materiales que sean compatibles.	1 en 100 años	Medición de ácido sulfúrico en el ambiente	Pruebas de medición en ruta de operación	Certificado de conformidad de materiales de los equipos auxiliares para ambientes ácidos. Manuales de mantenimiento e inspecciones
6	¿Qué pasa si la vibración causa fugas dentro del sistema de hidrógeno? Considere los accesorios susceptibles a daño por vibraciones en el diseño y la inspección de rutina de ellos. Los accesorios críticos deben ser fáciles de inspeccionar. Para todas las fugas: Instale sistemas de detección de fugas y controles de apagado de emergencia	1 en 100 años	Vibración por componentes Vibración por sistema	Durante el desarrollo del sistema (equipo minero a hidrógeno) se requieren/recomiendan ensayos de vibración en banco de pruebas para componentes críticos del sistema. Posteriormente durante la etapa de la integración de los componentes, se requerirán pruebas de campo con sistema completo	Revisión crítica del diseño de interfaces mecánicas de conectores. Incorporación de información de pruebas en manual de mantenimiento.
7	¿Qué pasa si el impacto ⁴⁸ causa la rotura repentina de un accesorio o línea de hidrógeno? (podría ocurrir durante la carga / transporte) Considere hacer pruebas de choque y vibración de los sistemas de hidrógeno y su integración con el tren motriz	1 en 100 años	Prueba de choque a sistema prototipo	Banco de pruebas de vibración/ choque para sistemas críticos	Revisión crítica del diseño (etapas conceptualización, Ingeniería básica y de detalle) Modelación de choque para verificar robustez del sistema
8	¿Qué pasa si los ciclos térmicos ambientes afectan la integridad de los accesorios y sellos de los componentes? Evalúe los componentes para el ciclo térmico esperado en el intervalo de tiempo experimentado. Incorporar dispositivos de expansión térmica según sea necesario y tener un conocimiento del uso de dispositivos de detección de fugas y gas para aplicaciones de hidrógeno.	< 1 por año	Prueba de ciclos de temperatura	Cámara de temperatura con control de humedad para interfaces	Requerido para verificación del diseño de línea de producción o cambio de repuestos o proveedor de repuestos
10	¿Qué pasa si la entrada de aire de la celda de combustible está contaminada con polvo? Considere implementar sistemas de filtración de aire aguas arriba y de detección de la carga del filtro, revisar los intervalos de mantenimiento de acuerdo con el ambiente	> 1 por año	N.A ⁴⁹	N.A	Verificación del diseño crítico. Certificado de conformidad de tipo de filtros. Plan de mantenimiento e inspecciones
16	¿Qué pasa si la nieve / hielo hace que las válvulas de hidrógeno dejen de funcionar? Para válvulas críticas de seguridad: considere carcasas protectoras para actuadores si es necesario	1 en 10 años	Verificación de funcionamiento de válvulas a bajas temperaturas	Cámara de temperatura con control de humedad	Revisión crítica del diseño Certificado de conformidad del fabricante para funcionamiento de válvulas de seguridad en ambientes con baja temperatura

Nota: el código de colores verde implica baja probabilidad de ocurrencia y el código de color naranja implica probabilidad media de ocurrencia.

47 Equipos auxiliares son todos los equipos de soporte que hace que la celda de combustible funcione. Por ejemplo, el sistema de refrigeración, el sistema de admisión de aire, el sistema de suministro, etc., básicamente todo lo que soporta la celda de combustible.

48 Por impacto se entenderá una aceleración brusca, por ejemplo: el golpe de la pala a la tolva del CAEX, el paso de CAEX sobre una grieta u hoyo en el camino.

49 A pesar de que se consideró la mitigación de este riesgo mediante análisis del diseño, a petición del Sernageomin, será incluido para que sea sometido a pruebas de campo de manera de verificar su efecto en los equipos mineros

4.2 Proposición de plan experimental

Considerando el análisis hecho en la sección anterior, y en función de los criterios que se señalan en 4.2.1, se definieron los ensayos para los cuales se desarrollará el diseño conceptual de las pruebas que se proponen. Lo anterior considera ensayos en instalaciones de laboratorios y pruebas de campo. Los primeros permiten reproducir ciertas condiciones que se encuentran en el ambiente de operación de los componentes o sistemas en forma controlada y las segundas abordan la integración de los componentes y la verificación de su comportamiento como sistema en su ambiente real de operación.

A petición de Sernageomin, además de lo señalado en el párrafo anterior, se incorporan pruebas de polvo en ambiente operacional, considerando que el polvo podría tener un impacto en la frecuencia del mantenimiento y por ende aumentar las probabilidades de accidentes debido a un aumento en la frecuencia de mantenimiento. Por lo anterior, los ensayos de resistencia a la vibración de componentes críticos en laboratorio se incorporaron como sugerencia en el apéndice en 9.4.2.

También se consideró que existe un sistema de sensores de hidrógeno a bordo, y que este sistema debe estar limpio y sin polvo por lo que debería existir algún sistema de limpieza que mantenga operacionales dichos sensores. Luego, se hace necesario verificar la robustez y operabilidad del sistema de limpieza en el medioambiente de operación. Lo anterior en función de la información levantada de las entrevistas documentada en el Capítulo 1 al Dr. Dmitri Bessarabov de HySA, y la Sra. Loreto Maturana de Anglo American Chile. En efecto, el Dr. Bessarabov en la entrevista presentada en el Anexo 7.1.2, señala como importante el considerar el efecto que el polvo podría tener sobre los sensores de hidrógeno que están instalados en un equipo minero. Por su parte, Loreto Maturana, en la entrevista presentada en el Anexo 7.1.3, resalta que en la operación de la grúa horquilla FC, el polvo ambiente sobre el proceso y los equipos los llevó a modificar los planes de mantenimiento, acortando los períodos entre uno y otro.

Además de lo anterior, a petición del Sernageomin, se considera el diseño conceptual para materializar ensayos de mezclas inflamables de hidrógeno, concentrado de cobre en suspensión y aire, el que se presenta en la sección 4.2.2

4.2.1 Ensayos o pruebas derivados del análisis de riesgo del proyecto objetivo

La Tabla 4-2 presenta los objetivos, tipo de equipos necesarios, instalación de prueba y protocolo o norma que podría usarse para las pruebas señaladas en la Tabla 4-1, agregando las pruebas de polvo en campo.

Como se puede apreciar en la matriz de la Tabla 4-2, luego del análisis se consideraron ensayos asociados a dos riesgos medios y a tres riesgos de bajas consecuencias.

Tabla 4-2 Matriz de ensayos y pruebas

Nombre ensayo o prueba	Riesgo N°50	Requerimiento de Laboratorio o campo de prueba	Priorización para aplicación	Objetivos
Ambiente ácido	3	Campo de pruebas: rutas de operación del sistema. Equipo: sensor de medición de ácido sulfúrico Protocolo o Norma: MIL-STD-810 H	2	Verificar la presencia y cantidad de ácido sulfúrico y otros ácidos presentes en el medioambiente de operación
Vibración componentes críticos	6	Equipo: Banco de pruebas de vibración Protocolo o Norma: MIL-STD-810 H ⁵¹ , ISO 8608:201 ⁵²	2	Determinar resistencia de componentes o sistemas críticos y sus interfaces frente a vibraciones caracterizadas desde el medioambiente de operación
Vibración del sistema	6	Campo de pruebas: sector de pruebas en terreno similar al de operación Protocolo o Norma: MIL-STD-810 H, ISO 8608:201	1	Determinar resistencia del sistema y sus interfaces frente a vibraciones inducidas por el medioambiente de operación
Prueba de impacto	7	Equipo: Banco de pruebas de vibración/choque Protocolo o Norma: MIL-STD-810 ⁵³ H, CEPE ⁵⁴	1	Determinar resistencia de componentes o sistemas críticos y sus interfaces frente a vibraciones levantadas desde el medioambiente de operación
Choque de temperatura	8	Equipo: Cámara de temperatura con control de humedad para interfaces Protocolo o Norma: MIL-STD-810 H	2	Evaluar la integridad de los componentes y su integración frente a ciclos y cambios de temperatura extremos en función del medioambiente de operación
Polvo ambiente	10	Campo de pruebas: sector de pruebas en terreno similar al de operación Protocolo o Norma: MIL-STD-810 H, ISO 12103-1 ⁵⁵	1	Verificar el diseño y funcionamiento de los sistemas de captura de polvo por el sistema de admisión de aire de las celdas de combustible y limpieza de sensores de H2
Temperaturas extremas	16	Equipo: Cámara de temperatura con control de humedad para interfaces Protocolo o Norma: MIL-STD-810 H	2	Verificar el funcionamiento de válvulas críticas de operación y su protección, frente a temperaturas extremas de operación

Se estima que los ensayos y pruebas presentados en la Tabla 4-1 pueden agruparse en dos grupos según su urgencia para materializarlos. Aquellos que son prioritarios dado que podrían tener una ocurrencia temprana y deben ser verificados a la brevedad y, aquellos riesgos que podrían afectar al sistema en un horizonte de tiempo de mediano plazo y que por lo tanto podrían ser verificados terminados los ensayos designados como prioritarios. En función de lo anterior, a las pruebas y ensayos se les ha asignado el valor de 1 o 2 respectivamente. Para el diseño conceptual de las pruebas, se considerarán las siguientes pruebas de campo de acuerdo a las priorizaciones definidas por Sernageomin y que han sido catalogadas como prioritarias.

- Polvo ambiente
- Vibración del sistema en un ambiente minero

La selección de las pruebas de campo antes mencionadas se basa en que ambas están consideradas de riesgo medio en la matriz presentada en la Tabla 4-1, en el requerimiento de Sernageomin y que, además,

50 Corresponde al número de riesgo señalado en la Tabla 4 1

51 Mil-std-810h, test method standard: environmental engineering considerations and laboratory tests http://everyspec.com/MIL-STD/MIL-STD-0800-0899/MIL-STD-810H_55998/

52 ISO 8608:2016(en) Mechanical vibration — Road surface profiles — Reporting of measured data.

53 Obtenida el 23 de mayo de 2022 desde: <https://cvgstrategy.com/wp-content/uploads/2019/03/MIL-STD-810H.pdf>

54 Comisión Económica de las Naciones Unidas para Europa, CEPE. Documentos: Global Technical Regulations: CEPE_GTR13_2013_Hydrogen vehicles y CEPE_Regulation 134e.

55 ISO 12103-1:2016, "Road vehicles — Test contaminants for filter evaluation" — Part 1: Arizona test dust.

implican la integración de componentes sujetos a las solicitaciones que sufrirán en un medioambiente minero, incluyendo su interacción con el polvo ambiente (es decir, el equipo minero a hidrógeno con todos sus componentes).

La Tabla 4-2 presenta normas de referencia que podrían ser usadas para las pruebas o ensayos que se requieran de acuerdo a un ensayo determinado. La norma MIL-STD 810 H “Test method standard: environmental engineering considerations and laboratory” es de amplio reconocimiento internacional para el desarrollo, validación, verificación y envejecimiento de sistemas, tanto para aplicaciones en defensa como civiles. Ella está orientada a simular ambientes de operación mediante diferentes pruebas, que reproducen en un ambiente controlado las diferentes solicitaciones y acciones a las que estará sometido un sistema o componente durante su ciclo de vida. Para el caso minero puede ser empleada para definir y materializar más de veinte pruebas de aplicación a la minería, en equipos como cámaras de polvo y arena, equipos de vibración, cámaras de temperatura con control de humedad y otras. Además, para el caso de las pruebas en terreno, el estándar puede ayudar a definir las cantidades y los ciclos de pruebas que deberían realizarse.

Los documentos del CEPE: GTR13_2013_Hydrogen vehicles y Regulation 134e, pueden servir de guía para construir una estructura similar o representativa del camión CAEX u otro equipo minero, para someterla a una aceleración equivalente que simule un choque en pruebas destructivas.

La norma ISO 8608:2016 “Mechanical vibration – Road surface profiles – Reporting of measured data”, puede ser ocupada para sistematizar la forma como se deben entregar los reportes en pruebas de vibraciones de manera que, por ejemplo, permita comparar dos informes de pruebas de vibraciones realizados por diferentes organizaciones.

La norma ISO 12103-1:2016, “Road vehicles – Test contaminants for filter evaluation – Part 1: Arizona test dust” puede ser empleada para guiar el análisis de la contaminación por polvo minero de filtros de aire que tienen los sistemas de celdas de combustible a hidrógeno.

4.2.2 Ensayos o pruebas de la mezcla de hidrógeno y concentrado de cobre en suspensión

Se consideró la evaluación experimental de la combustibilidad de mezclas de hidrógeno con concentrado de cobre en suspensión. Al respecto, no se encontraron publicaciones que se refieran a encendido y/o explosiones en estas mezclas. Sin embargo, existen publicaciones de encendidos de polvos de aluminio y otros metales con metano e hidrógeno, las que podrían usarse como línea de base para la generación de protocolos experimentales. Xiangwen Wang et al (Xiangwen Wang, 2020) estudiaron las características de la explosión de polvos de aluminio suspendidos en diferentes atmósferas constituidas por aire, hidrógeno y nitrógeno. Yang-Fan Cheng et al (Yang-Fan Cheng, 2019) por su parte, realizaron investigaciones sobre riesgos de explosión híbrida de hidrogeno con polvos de Titanio durante la producción de hidruro metálico TiH₂. Mas actualmente, Yun-Ting Tsai et al (Yun-Ting Tsai, 2021) estudiaron las características de explosión, y su supresión, de mezclas híbridas de magnesio e hidrógeno (Mg/H₂). Todos los estudios señalados anteriormente coinciden en usar un reactor esférico de 20 litros, de acuerdo a la norma ISO 6184-1,⁵⁶ la que especifica un método de prueba y proporciona los criterios por los cuales pueden correlacionarse los resultados obtenidos utilizando otros procedimientos de prueba. Por otro

lado, la norma ASTM E-1226-12⁵⁷, que es similar a la norma ISO 6184-1, presenta un método de prueba y un procedimiento para evaluar en laboratorio los parámetros de deflagración de los polvos. Ambas normas podrían ser empleadas para diseñar y construir un procedimiento y un aparato experimental para ensayar mezclas híbridas H₂/CCu.

4.3 Diseño conceptual de principales pruebas

Para cada uno de los diseños conceptuales de ensayos o pruebas a realizar; pruebas de polvo, vibraciones y combustión de mezclas de concentrado de cobre con hidrógeno en aire, se consideraron los siguientes contenidos:

- a) Nombre de la prueba
- b) Objetivo general y específicos de la prueba
- c) Parámetros a evaluar
- d) Marco referencial
- e) Set up experimental o layout de la prueba
 1. Infraestructura o campo de prueba
 2. Metodología
 3. Equipos e instrumentos experimentales
 4. Principales materiales
- f) Seguridad
- g) Bibliografía y normativa de referencia

4.3.1 Prueba: Efecto del polvo ambiente en el sistema de hidrógeno

4.3.1.1 Objetivo general y específicos de la prueba

Objetivo general:

- Verificar la efectividad del diseño y funcionamiento de los sistemas de captura de polvo por el sistema de admisión de aire de las celdas de combustible y de los sistemas limpieza de sensores de H₂ a bordo que eventualmente se desarrollen.

Objetivos específicos:

- Determinar las características del polvo ambiente presente en el medioambiente de operación de un sistema de hidrógeno
- Verificar el diseño y funcionamiento de los sistemas de captura de polvo por el sistema de admisión de aire de las celdas de combustible
- Determinar la efectividad de los eventuales sistemas de limpieza de los sensores de hidrógeno⁵⁸ que operan en el sistema.
- Determinar la integridad de sellos y juntas de los componentes del sistema de hidrógeno

57 ASTM E-1226-12, Standard Test Method for Explosibility of Dust Clouds

58 Los detectores de hidrógeno normalmente no tienen sistemas de limpieza de polvo, pero se estima que pronto estos sistemas estarán disponibles.

4.3.1.2 Parámetros para evaluar

- Distribución del tamaño de partícula en función de la altura respecto del nivel del piso.
- Caracterización del polvo ambiental en sector de operación: distribución del tamaño de partícula, concentración, composición, polaridad
- Caída de presión a través de los filtros en función del tiempo de operación
- Presencia, características y concentración de polvo post filtros de aire
- Limpieza y efectividad de los sensores de hidrógeno

4.3.1.3 Marco referencial

- Los componentes de un sistema de hidrógeno que operan en un ambiente minero de transporte y movilidad están sujetos a la acción del polvo ambiente⁵⁹, sea por el tránsito sobre caminos, el polvo generado por la carga y descarga de mineral, el viento en la zona de operación que normalmente es desértica y de altura, y otras posibles causas propias de un ambiente minero de superficie
- La posición de la o las tomas de aire y el tipo de filtros de polvo usados tendrán incidencia en el performance del sistema de celdas de combustible y, asociado a ellos, la periodicidad del mantenimiento para cambiar los filtros o reparar dichas celdas.
- El funcionamiento de los sensores de hidrógeno podría verse afectado si son cubiertos de polvo, impidiendo o restando capacidad de detección de potenciales fugas de hidrógeno. Lo anterior ha sido mencionado tanto en experiencias realizadas en Sudáfrica como en Chile, por lo que se recomienda que el sistema de hidrógeno cuente con algún medio de limpieza de los sensores para evitar que estos sean afectados por el polvo. Si existen estos sistemas de limpieza de sensores de hidrógeno a bordo, su capacidad debe ser verificada.
- Para lo anterior se debe verificar en terreno que el diseño del sistema de admisión de aire y los sensores de hidrógeno garanticen el funcionamiento del sistema con el mínimo de periodos de mantenimiento preventivo en taller.

4.3.1.4 Set up experimental o layout de la prueba

La Figura 4-1 muestra un esquema general de la disposición de instalaciones, equipos e instrumentos considerados para realizar pruebas de polvo ambiente en un campo de pruebas.

Se resaltan cinco componentes principales:

- a. Recolección de polvo en el campo de pruebas (a bordo o desde áreas definida)
- b. Campo de pruebas
- c. Sistema equipo minero a hidrógeno sujeto a las pruebas de campo
- d. Área de revisión, descarga y análisis de datos del sistema
- e. Laboratorios de análisis de material particulado⁶⁰

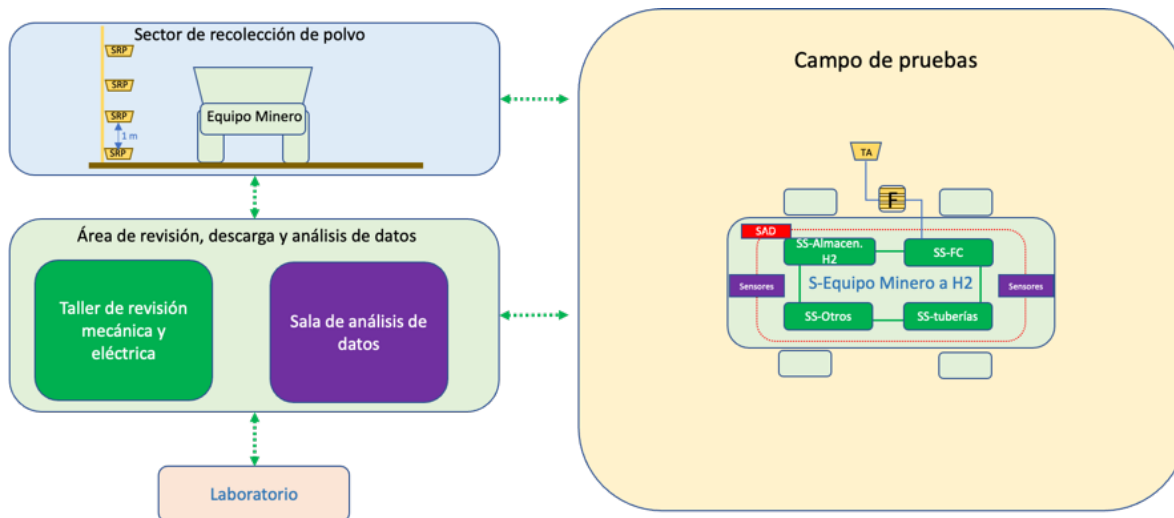
57 ASTM E-1226-12, Standard Test Method for Explosibility of Dust Clouds

58 Los detectores de hidrógeno normalmente no tienen sistemas de limpieza de polvo, pero se estima que pronto estos sistemas estarán disponibles.

59 El polvo en suspensión es de preocupación de las mineras por lo que permanentemente están mitigándolo como se puede apreciar en la entrevista a minera centinela presentado en Apéndice 9.4.3.

60 Para los análisis se considera que se realicen en laboratorios (distribución de tamaño de partícula, composición química, polaridad). La medición de la concentración de material particulado puede medirse en terreno o a bordo de los equipos mineros, como es el caso de minera Centinela de AMSA según se señala en apéndice 9.4.3.

Figura 4-1 Esquema de recolección de polvo en ambiente minero (S: Sistema; SS: Sub Sistema; SAD: Sistema de Adquisición de datos; FC: Celda Combustible; SRP: Sistema de Recolección de Polvo)



4.3.1.5 Infraestructura de prueba

- Sistema de recolección de polvo en el campo de pruebas o a bordo
- Campo de pruebas
- Sistema sujeto a las pruebas de campo que en este caso es el sistema equipo minero a hidrógeno con su sistema de admisión de aire a la celda de combustible
- Instalación de mantenimiento con oficinas para revisión del sistema y descarga y análisis de datos
- Laboratorios de análisis de material particulado

4.3.1.6 Metodología

La metodología para el diseño y desarrollo de las pruebas de polvo ambiente puede ser separada en tres etapas principales:

- Definición de los puntos de tomas de muestras de material particulado. Inicialmente estos deberían ser aquellos sectores identificados como los de mayor generación de polvo en suspensión y su interacción con el sistema, i.e.: sector de carguío, puntos en ruta, sector botadero, otros. Para lo anterior, con el objeto de levantar aquellos puntos de mayor concentración de polvo durante el recorrido de los equipos mineros, se recomienda la instalación de sistemas de medición de concentración de polvo en línea en las tomas de aire del equipo minero.
- Instalación y operación del sistema de toma de muestras de polvo. En este punto es importante resaltar que en función de las características dimensionales del equipo minero deberá definirse la cantidad de puntos de tomas de muestra de material particulado. Por otro lado, las tomas de muestras podrán ser instaladas en terreno o en el equipo. Idealmente, considerar la instalación de un sistema de medición

en línea en la entrada de la toma de aire del equipo minero que participará en los ensayos, realizando muestreos cada 10 segundos y considerando una calibración previa para evitar la saturación del sistema de medición, como ha sido incorporado en algunas mineras (ver Apéndice 9.4.3 entrevista a proyecto Hydra y minera Centinela, AMSA).

- Caracterización en laboratorio de parámetros del material particulado obtenido desde el medioambiente de operación; sea esto del sistema de recolección o del polvo capturado en los filtros, por ejemplo: distribución de tamaño de partícula, composición, polaridad, entre otros.
- Análisis de la información de laboratorio y definición del sistema de filtrado de aire y posicionamiento de tomas de aire.
- Instalación de sensores del sistema sujeto a revisión considerando el sistema de adquisición de datos y la obtención de datos del funcionamiento de los sensores de hidrógeno y del sistema de detección de la carga de los filtros.
- Diseño de las pruebas de polvo ambiente en terreno considerando lo sugerido en la norma MIL-STD-810H.
- Preparación y desarrollo de las pruebas de campo para el efecto del polvo ambiente sobre el sistema celda de combustible y sensores de hidrógeno.

4.3.1.7 Equipos experimentales

- Sistema de adquisición de datos
- Sistema de procesamiento de datos
- Detectores de funcionamiento de sensores de hidrógeno⁶¹
- Detectores de funcionamiento y de la calidad del sistema de filtrado
- Equipos para caracterización de material particulado en ensayos tales como: distribución de tamaño de partícula, composición, polaridad.

4.3.1.8 Bibliografía y normativa de referencia

- MIL-STD-810H, "Test method standard: environmental engineering considerations and laboratory tests".
- ISO 12103-1:2016, "Road vehicles – Test contaminants for filter evaluation" – Part 1: Arizona test dust.

4.3.2 Prueba: Vibración del sistema de hidrógeno en un ambiente minero

61 Se estima que el lugar donde se ubiquen los sensores de hidrógeno debe ser determinado en función de un análisis de riesgo realizado para cada equipo minero en particular. Lo anterior considerando, al menos, la ubicación de los componentes como tanques de hidrógeno, toma para carga de hidrógeno, celdas de combustible y sistema de cañerías.

4.3.2.1 Objetivo general y específicos de la prueba

Objetivo general:

- Determinar la integridad del sistema de hidrógeno y sus interfaces frente a vibraciones inducidas por el medioambiente de operación minero.

Objetivos específicos:

- Determinar la integridad del sistema de hidrógeno y sus interfaces sujetos a vibraciones producidas por operar en un ambiente minero
- Verificar la mantención del valor de presión de hidrógeno dentro del sistema sujeto a vibración.
- Determinar la integridad de los componentes sujetos a vibración al ser integrado con otros componentes en la forma de un sistema
- Determinar integridad de sellos y juntas de los componentes

4.3.2.2 Parámetros para evaluar

- Presión del sistema
- Torque de los sistemas de acople y pernos
- Fugas de hidrógeno del sistema
- Calidad de los sellos y juntas
- Integridad de las interfaces
- Nivel de vibraciones, aceleraciones y golpes durante el ciclo de operación
- Funcionamiento de los sensores de fugas de hidrógeno
- Caracterización de vibraciones y choques del sistema de hidrógeno sujeto a pruebas

4.3.2.3 Marco referencial

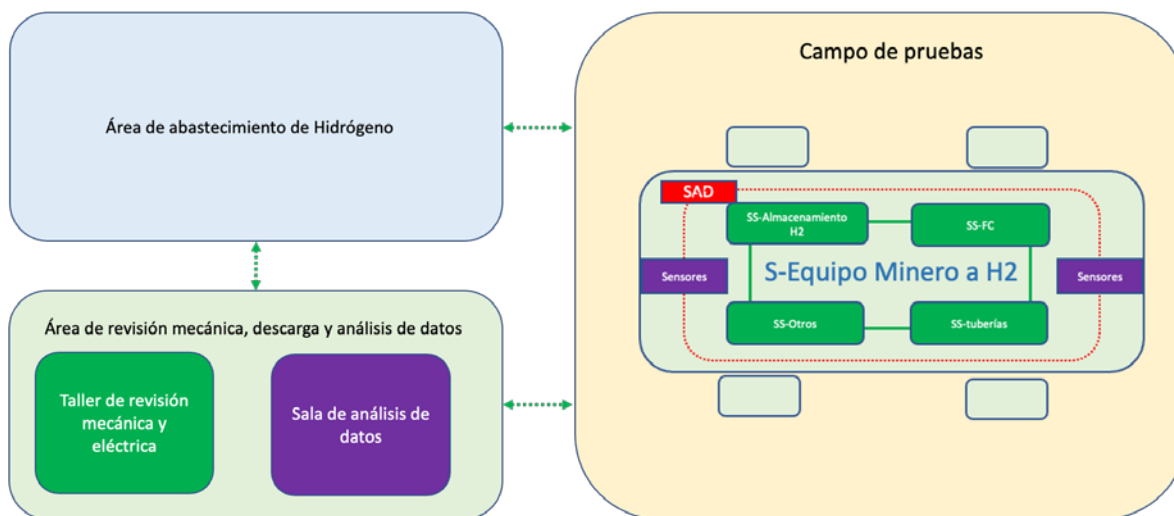
- Los componentes críticos de un sistema de hidrógeno, previamente analizado y definido mediante un análisis de riesgo (como se planteó en la sección 4.2.1) orientarán los esfuerzos de verificación de funcionamiento y de la efectividad de medidas correctivas.
- La integración entre componentes, tanto del sistema de hidrógeno como de la interfaz entre este y el equipo que los usa, es lo que se debe someter a pruebas de vibración de manera de asegurar que dicha integración, y los componentes o piezas, permanece estanca luego de ser sometidos en conjunto a este tipo de sollicitaciones.

- Para lo anterior se debe definir un campo de pruebas en el ambiente operacional, donde el sistema deberá operar sometido a las solicitaciones de vibraciones propias de un ambiente minero. Para esto, se deberán caracterizar las vibraciones operaciones reales para definir las características de las pruebas que se desarrollarán.
- Se deberán considera además la realización de pruebas en diferentes horas del día considerando las diferentes temperaturas, además de diferentes estaciones del año, de manera de verificar el adecuado comportamiento del sistema de acuerdo a su ciclo normal de operación.

4.3.2.4 Set up experimental o layout de la prueba

La Figura 2-2 muestra un esquema general de la disposición de instalaciones, equipos e instrumentos considerados para realizar pruebas de vibración en un campo de pruebas minero. Se resaltan cuatro componentes principales: 1) el campo de pruebas, 2) el sistema sujeto a las pruebas de campo que en este caso es el Sistema equipo minero a hidrógeno, 3) el área de revisión mecánica del sistema y 4) el área de abastecimiento de hidrógeno.

Figura 2-2 Esquema general de pruebas de vibración del sistema en medioambiente de opera-ción (S: Sistema; SS: Sub Sistema; SAD: Sistema de Adquisición de datos, FC: Celda Combusti-ble)



4.3.2.5 Infraestructura de prueba

- Equipo minero con sistema de hidrógeno y sensores a bordo
- Campo de pruebas
- Taller de preparación, revisión y mantención del equipo minero
- Sala o área de análisis de datos

4.3.2.6 Metodología

La metodología para el diseño y desarrollo de las pruebas de vibración en el campo de pruebas puede ser separado en las siguientes etapas:

- En función de las consideraciones y levantamiento de parámetros de vibración e impacto tales como⁶²: amplitud y frecuencia de las vibraciones, aceleraciones, Root Mean square (RMS) "g", niveles máximos de impacto, tipo de vibración como sinusoidal o aleatoria, obtenidos desde el medioambiente de operación para la prueba de vibración de componentes, y la información obtenida del análisis de dichas pruebas, instrumentar el equipo minero sobre el que se realizarán las pruebas. Junto a lo anterior verificar el correcto funcionamiento de los sensores y sistema de adquisición de datos
- Preparación y desarrollo de las pruebas de vibración del sistema en su medioambiente de operación mediante la aplicación del plan y protocolos de pruebas que se hayan definido para ello.
- Recuperación de la información levantada durante las pruebas de campo desde el sistema de adquisición de datos y análisis de la información y revisión del equipo minero en sus componentes asociados al hidrógeno.

4.3.2.7 Equipos experimentales

- Sistema de adquisición de datos a bordo
- Sistema de análisis y procesamiento de datos
- Acelerómetros triaxiales, biaxiales
- Sensores de presión de hidrógeno
- Sensores de temperatura y humedad
- Sensores detectores de H₂
- Llave de torque

4.3.2.8 Bibliografía y normativa de referencia

- MIL-STD-810H, "Test method standard: environmental engineering considerations and laboratory tests".
- ISO 8608:2016(en) Mechanical vibration – Road surface profiles – Reporting of measured data.

4.3.3 Ensayo: Encendido y límites de explosividad de mezclas híbridas de hidrógeno con concentrado de cobre en aire

62 Se recomienda usar como guía lo establecido en la sección 514.8 "Vibration" de la norma MIL-STD 810 H

4.3.3.1 Objetivo general y específicos de la prueba

Objetivo general:

- Determinar la inflamabilidad (explosividad) de mezclas de hidrógeno con concentrado de cobre (CCu) en suspensión en aire ambiente

Objetivos específicos:

- Determinar los límites de inflamabilidad de mezclas híbridas de H₂/CCu en aire.
- Determinar la velocidad de propagación de la llama laminar
- Ensayar diferentes composiciones de mezclas híbridas de H₂/CCu en aire
- Determinar las energías mínimas de encendido para diferentes composiciones de mezclas híbridas de H₂/CCu en aire
- Distancia de extinción (quenching gap)
- Ensayar diferentes tipos de CCu

4.3.3.2 Parámetros para evaluar

- Composición de mezclas híbridas de H₂/CCu en aire
- Límites de inflamabilidad
- Energía mínima de encendido de mezclas
- Máxima presión alcanzada
- Máxima temperatura alcanzada

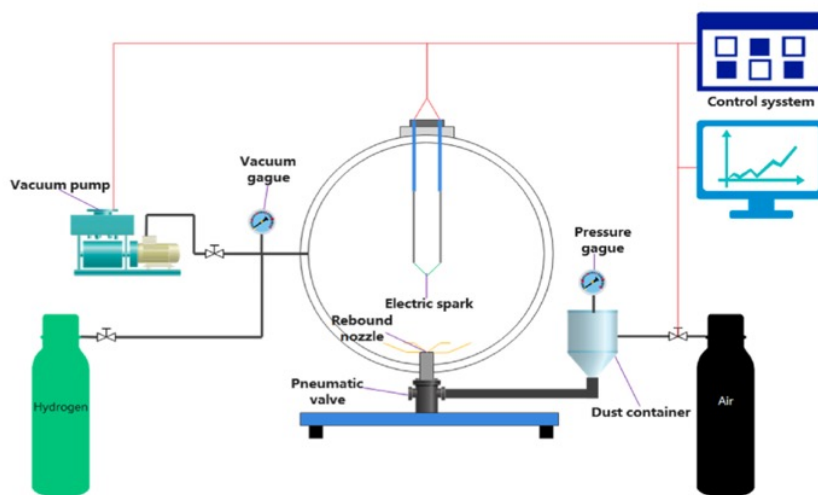
4.3.3.3 Marco referencial

- Es posible que sistemas que empleen hidrógeno, sean estos estacionarios o móviles, puedan generar fugas de hidrógeno cercano o en un medioambiente donde exista concentrado de cobre en suspensión. Ejemplo de lo anterior son plantas de secado de CCu, fundiciones de CCu, lugares de movimiento, transporte o envasado de CCu seco. Las fugas pueden ocurrir, por ejemplo: durante el proceso de mantenimiento en que deben ser purgadas las cañerías o tanques que contengan hidrógeno, previo a cualquier reparación, la falla de una soldadura en alguna cañería o tanque o algún evento no deseado que pueda causar una fuga de hidrógeno.
- Por lo anterior es necesario estimar el riesgo de que existan estas mezclas híbridas y determinar la energía mínima que podrían encenderlas.
- Para lo anterior se debe recrear el ambiente operacional en un ambiente controlado que reproduzca las condiciones de las mezclas híbridas que se formarían entre el hidrógeno liberado, el CCu en suspensión y el aire presente.

4.3.3.4 Set up experimental o layout de la prueba

La Figura 2-3 muestra un esquema para la materialización de ensayos que se representen potenciales mezclas de hidrógeno con concentrado de cobre (CCu). Se estima que el diagrama presentado por Yun-Ting Tsai et al (Yun-Ting, 2021), permitiría materializar pruebas para determinar límites de explosividad en este tipo de mezclas híbridas.

Figura 2-3 Esquema de pruebas para mezclas híbridas de H₂/CCu ⁶³



4.3.3.5 Infraestructura de prueba

- Instalación de pruebas para ambientes ATEX
- Laboratorio

4.3.3.6 Metodología

La metodología para el diseño y desarrollo de las pruebas de inflamabilidad de mezclas híbridas puede ser separado en tres etapas principales:

- Caracterización de CCu típicos de la minería chilena (composición, distribución de tamaño de partículas, cantidad de agentes de flotación residuales, humedad)
- Análisis de la información levantada, selección de las muestras a ensayar y diseño de las pruebas
- Preparación y desarrollo de las pruebas de encendido de mezclas híbridas de H₂/CCu en aire.

4.3.3.7 Equipos experimentales

- Sistema de control
- Sistema de adquisición de datos
- Sistema de procesamiento de datos
- Tanque cilíndrico de pruebas
- Sistema de encendido
- Sensores de H₂
- Medidor de presión de hidrógeno
- Bomba de vacío

4.3.3.8 Principales materiales

- Concentrado de Cu
- Hidrógeno gaseoso
- Aire comprimido
- Nitrógeno para purgar el sistema luego de terminada la prueba

4.3.3.9 Referencias

- Xiangwen Wang (2020), Zhirong Wang *, Lei Ni *, Ming Zhu, Chuipeng Liu, "Explosion characteristics of aluminum powder in different mixed gas environments", Powder Technology 369, 53-71.
- Yang-Fan Cheng (2019), Shi-Xiang Song, Hong-Hao Ma, Jian Su, Ti-Fei Ha, Zhao-Wu Shen, Xiang-Rui Meng, "Hybrid H₂/Ti dust explosion hazards during the production of metal hydride TiH₂ in a closed vessel", International Journal of Hydrogen Energy 44, 11145 - 11152.
- Yun-Ting Tsai (2021), Tao Fu, Qiang Zhou, "Explosion characteristics and suppression of hybrid Mg/H₂ mixtures", International Journal of Hydrogen Energy 46, 38934 - 38943.

4.4 Identificación de capacidades del personal para las pruebas y ensayos

La identificación de los conocimientos y capacidades que se estima deberían tener las personas que diseñarán y materializarán las pruebas se presentan en las Tabla 4-3 a Tabla 4-5. En ellas se han considerado a los principales actores que deberían liderar las actividades relacionadas a pruebas de campo del sistema y pruebas de reacción de mezclas híbridas de hidrógeno con concentrados de cobre

Tabla 4-3 Matriz de conocimientos para pruebas de polvo ambiente

Rol	Título	Experiencia y Conocimientos
Jefe de pruebas	Ingeniero civil mecánico o similar	<ul style="list-style-type: none"> Experiencia como jefe de pruebas de ambientes de operación Experiencia en diseño, planificación y ejecución de pruebas ambientales y en particular pruebas de terreno Conocimiento y experiencia en usos de norma MIL-STD-810 Experiencia y conocimiento en operación y mantenimiento de equipos industriales en ambientes desérticos y de montaña
Técnico instrumentación	Técnico mecánico electrónico	<ul style="list-style-type: none"> Experiencia en instalación y uso de sensores de hidrógeno Experiencia en instalación y uso de sistemas de adquisición de datos.
Técnico en sistemas de filtros para equipos	Ingeniero en ejecución o técnico mecánico	<ul style="list-style-type: none"> Experiencia en instalación y uso de sistemas de limpieza de filtros y sensores Experiencia en operación y mantención de sistemas de filtros de equipos industriales en ambientes de polvo
Seguridad y riesgo	Ingeniero Mecánico, Químico o similar	<ul style="list-style-type: none"> Conocimiento y experiencia en uso de gases inflamables Conocimientos y experiencia en análisis de riesgo para gases inflamables, en particular hidrógeno
Análisis de laboratorio	Laboratorio	<ul style="list-style-type: none"> Laboratorio de reconocido prestigio o universidades con capacidades de laboratorio y análisis de material particulado Capacidades de realizar al menos los siguientes análisis: distribución de tamaño de partícula, composición, polaridad.

Tabla 4-4 Matriz de conocimientos para pruebas de vibración en campo de pruebas

Rol	Título	Experiencia y Conocimientos
Jefe de pruebas	Ingeniero civil mecánico o similar	<ul style="list-style-type: none"> Experiencia como jefe de pruebas en terreno o ambientales Experiencia en diseño, planificación y ejecución de pruebas de campo y ambientales y en particular pruebas de vibración Conocimiento y experiencia en usos de norma MIL-STD-810 Experiencia y conocimiento en materiales energéticos idealmente gases combustibles
Técnico instrumentación	Técnico mecánico electrónico	<ul style="list-style-type: none"> Experiencia en instalación y uso de sensores como acelerómetros, sensores de presión, sensores de temperatura Experiencia en instalación y uso de sistemas de adquisición de datos
Ingeniero mecánico	Ingeniero civil mecánico, mecatrónico o similar	<ul style="list-style-type: none"> Experiencia en vehículos y equipos industriales de aplicación a la minería Experiencia y conocimientos en instalación de sistemas y componentes que usen hidrógeno
Seguridad y riesgo	Ingeniero Mecánico, Químico o similar	<ul style="list-style-type: none"> Conocimiento y experiencia en uso de gases inflamables Conocimientos y experiencia en análisis de riesgo para gases inflamables, en particular hidrógeno en sistemas de dispensado y equipos mineros o similares

Tabla 4-5 Matriz de conocimientos ensayos de reacción de mezclas híbridas de hidrógeno con concentrado de cobre

Rol	Título	Experiencia y Conocimientos
Jefe de pruebas	Ingeniero mecánico, químico o similar	<ul style="list-style-type: none"> Experiencia en combustión de concentrado de cobre, o polvos en general Doctorado en combustión o materias afines Experiencia y conocimiento en materiales energéticos idealmente gases combustibles con material particulado
Técnico instrumentación	Ingeniero o Técnico mecánico o químico	<ul style="list-style-type: none"> Experiencia en instalación y uso de sensores como acelerómetros, sensores de presión, sensores de temperatura Experiencia en usos de bombas manométricas y manejos de materiales energéticos
Seguridad y riesgo	Ingeniero Mecánico, Químico o similar	<ul style="list-style-type: none"> Conocimiento y experiencia en uso de gases inflamables Conocimientos y experiencia en análisis de riesgo para mezclas de gases con material particulado

4.5 Centros de Investigación chilenos

Para poder conocer de las capacidades nacionales de diseñar y materializar los planes de pruebas y ensayos desarrollados, se generó un cuestionario técnico y se consultaron catorce organizaciones de reconocida participación en el desarrollo del hidrógeno en Chile o con experiencia en pruebas de equipos en ambientes mineros o similares. A continuación, se describe el resultado de las entrevistas realizadas y de las capacidades detectadas.

4.5.1 Plan entrevistas a Centros de Investigación chilenos

En Anexos 7.4.1 y 7.4.2 se encuentran los dos documentos enviados a las personas de las organizaciones que se señalan en la Tabla 4-6. El primero contiene un cuestionario sobre capacidades y experiencia para realizar el trabajo solicitado. El segundo documento contiene la explicación de los objetivos, alcances, contexto, e infraestructura necesaria para materializar dichas pruebas y ensayos.

Tabla 4-6 Organizaciones con potenciales capacidades para pruebas y ensayos con hidrógeno en aplicaciones mineras

Nº	Organismo	Nº	Organismo
1	UdeC ⁶⁴ , Depto. Ing. Mec.	8	USACH ⁶⁷
2	UdeC Depto. Metalurgia	9	Fraunhofer
3	PUC ⁶⁵ . Depto. Ing. Mec.	10	CICITEM ⁶⁸
4	PUC. Depto. DICTUC	11	SGS
5	U. de Chile	12	FAMAE y ACAPOMIL
6	UFSM ⁶⁶	13	CNP ⁶⁹
7	U. Antofagasta	14	Mining3
		15	AMTC ⁷⁰

Los nombres de las organizaciones señaladas arriba fueron seleccionadas por el consultor debido a su participación en diferentes proyectos asociados a hidrógeno en general, o de aplicación a procesos mineros, o por contar con capacidades de realizar pruebas en ambientes mineros o similares, y cuyas capacidades son de amplio conocimiento nacional.

64 Universidad de Concepción

65 Pontificia Universidad Católica de Chile

66 Universidad Técnica Federico Santa María

67 Universidad de Santiago de Chile

68 Centro de Investigación Científico y Tecnológico para la Minería

69 Centro Nacional de Pilotaje

70 Advanced Mining Technology Center

4.5.2 Entrevistas realizadas y análisis

Las respuestas recibidas de los diferentes organismos se resumen en la Tabla 4-7 para capacidades de pruebas y las respuestas se incorporan en el Anexo 7.4.3. Los departamentos de ingeniería en Metalúrgica y Mecánica de la Universidad de Concepción (UdeC) consolidaron la información a través del Instituto de Investigaciones Tecnológicas (IIT) . DICTUC la consolido junto con el Departamento de Ingeniería Mecánica y Metalúrgica (DIMM) de la PUC.

Tabla 4-7 Respuesta sobre capacidades y experiencias de las organizaciones consultadas

Nº	Organismo	Capaci-dad/ Experiencia pruebas polvo	Capaci-dad/ Experiencia pruebas vibración	Capaci-dad/ Experiencia labora-torio mez-clas H2/CCu	Observaciones
1	IIT de la UdeC	Si/Si	Si/Si	Si/Si	Cuenta con capacidad y experiencia profesional para diseñar y desarrollar pruebas de campo en temas de polvo y vibraciones. En pruebas de combustión de CCu tienen equipos y experiencia profesional en pruebas muy similares de combustión de concentrado de cobre con diferentes gases. No cuentan con el equipo específico, pero señalan que no tienen problemas en adquirirlo
3	DIMM de la PUC	Mediana	Mediana	Si/No	No posee equipos o instrumentos para pruebas de polvo o vibraciones. Tiene capacidad, pero no experiencia para ensayos de encendido de CCu. No cuenta con el equipo específico, pero cuenta con una línea de suministro de H2 y aire y espacio para desarrollar las experiencias de laboratorio
4	FAMAE	Si/Si	Si/Si	No/No	FAMAE cuenta con instalaciones de pruebas de ambientes de operación donde además puede someter equipos a ambientes de vibración y polvo. También cuenta con equipos de pruebas para medioambientes salinos, de humedad y temperatura y combinación de ellos. No cuenta con capacidad para pruebas en terreno. No tiene capacidades ni experiencia en pruebas de combustión de mezclas híbridas H2/CCu. Posee experiencia en el uso del estándar MIL-STD-810-H.
5	CNP	Si/No	Si/No	Si/Mediana	Señala que cuenta con capacidades para diseño y desarrollo de pruebas de terreno pero que no tiene la experiencia en ello. Cuenta con algunos equipos e instrumentos. Señala que cuenta con capacidad, experiencia y equipos e instrumentos para desarrollar pruebas de Combustión de CCu.
6	Fraunhofer	No	No	No	Actualmente no cuenta con capacidades en Chile, pero señala que el Instituto si posee capacidades y experiencia en Alemania.
7	Mining3	Mediana/Si	Mediana/Si	No/No	Cuenta con experiencia en pruebas de polvo y vibraciones y posee mediana capacidad para desarrollar dichas pruebas. No cuentan con equipos e instrumentos para vibraciones. Cuenta con algunos equipos para caracterización de polvo en terreno que le permiten medir: - Humedad del aire - Material particulado (PM) total, PM10, PM2.5 y PM1, con límite hasta 6500 µg/m3 Posee experiencia en el uso del estándar ISO 12103 - Road vehicles — Test contaminants for filter evaluation. No posee capacidad ni experiencia para pruebas de CCu.
8	UFSM	Sin respuesta	Sin respuesta	Sin respuesta	Señaló que responderían el cuestionario, pero la respuesta no se recibió antes del cierre del presente informe

9	SGS	Sin respuesta	Sin respuesta	Sin respuesta	Señaló que responderían el cuestionario, pero la respuesta no se recibió antes del cierre del presente informe
10	AMTC	Respuesta derivada a CNP	Respuesta derivada a CNP	Respuesta derivada a CNP	La respuesta fue derivada al CNP del cual son miembros y desde donde canalizan la investigación para fines mineros de esta naturaleza
11	U. de Chile U. Antofagasta/	Sin respuesta	Sin respuesta	Sin respuesta	Se respondió que no se logro reunir a los especialistas en hidrógeno para responder el cuestionario
12	CICITEM	Sin respuesta	Sin respuesta	Sin respuesta	No hubo respuesta de haber recibido el cuestionario dentro del plazo del presente informe
13	USACH	Sin respuesta	Sin respuesta	Sin respuesta	No hubo respuesta de haber recibido el cuestionario dentro del plazo del presente informe

4.6 Capacidades chilenas para pruebas, ensayos y brechas levantadas

4.6.1 Capacidades y brechas detectadas para pruebas y ensayos de polvo, vibraciones e impacto

Del análisis de la información descrita en la Tabla 4-7 y de las respuestas detalladas en el Anexo 7.4.3, se puede levantar que las capacidades para el diseño y desarrollo de pruebas del efecto del polvo y las vibraciones sobre el sistema de hidrógeno se encuentra presente en más de una organización y con diferentes niveles de experiencia.

Las organizaciones con capacidad para diseñar y materializar pruebas de campo en polvo y vibraciones, que cuentan con experiencia y equipos e instrumentos para son las siguientes.

- IIT de la Universidad de Concepción
- Mining3

Con capacidad, pero sin tener la experiencia de haber desarrollado pruebas de polvo y vibraciones en terrenos:

- CNP

No se levantaron brechas que impidan la materialización de pruebas de terreno en Chile por cuanto existe capacidad y experiencia de profesionales en pruebas similares, existen equipos e instrumentos para incorporar en los equipos mineros. En particular para las pruebas de polvo, las organizaciones consideran el apoyo de laboratorios especializados en Chile, donde se remitirían las muestras de polvo y los filtros. Al respecto, se señalaron laboratorios de las propias universidades, de la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CCEN) y de empresas como SGS.

Para la materialización de ensayos de vibración y polvo en laboratorio, FAMAE señala que tiene instalaciones, capacidad y experiencia para diseñarlas y ejecutarlas de acuerdo a la norma MIL-STD 810 H.

4.6.2 Capacidades para ensayos de mezclas híbridas de CCu/H₂ y brechas detectadas

Del análisis de la información descrita en la Tabla 4-7 y de las respuestas detalladas que se encuentran en el Anexo 7.4.3, se puede levantar que las capacidades para el diseño y desarrollo de ensayos de laboratorio de mezclas híbridas de concentrado de cobre e hidrógeno en aire solo se encuentra presente en:

- IIT de la Universidad de Concepción
- CNP

En particular el IIT de la UdeC señala que cuenta con investigadores que han publicado en temas relacionados a combustión de CCu y que tienen experiencia en análisis de laboratorio para caracterizar el autocalentamiento y autoignición de CCu, para lo cual propusieron un test estándar, diseñado y puesto en operación en forma específica para CODELCO y ANGO AMERICAN, donde en particular se analizaron las condiciones para el transporte marítimo de las calcinas de la División Ministro Hales de Codelco.

Como brecha se puede señalar que ambas instituciones no cuentan con el equipo específico señalado como referencia en la sección 4.3.3.4, pero señalaron que es posible adquirirlo o fabricarlo para estos ensayos, y que ambos casos tienen experiencia con equipos de similares características. Respecto de la experiencia específica, el ensayo mencionado en el presente informe no se ha hecho nunca en Chile. Sin embargo, a pesar de ello se estima que es una brecha posible de superar, por cuanto existe experiencia en ensayos similares de combustión de Concentrado de Cobre.

4.7 Conclusiones y recomendaciones

4.7.1 Conclusiones

De la priorización de los riesgos levantados en el Capítulo 2 “Análisis de riesgos del uso de hidrógeno en mina de rajo abierto” y de los requerimientos establecidos para el desarrollo del presente trabajo, se realizó un análisis de los riesgos y de sus escenarios identificando aquellos riesgos cuya mitigación requeriría efectuar análisis de: materiales, de interfaces de equipos, de sensores o instrumentos y, se priorizaron en función de su impacto reordenándolos según la frecuencia de ocurrencia. Lo anterior consideró los riesgos relacionados al efecto del polvo y las vibraciones inducidas por el medioambiente operacional al equipo minero a hidrógeno. Sin embargo, esta priorización se basa en los proyectos anunciados de uso de cobre en minería, que consisten en uso de hidrógeno en maquinaria minera. Junto a las pruebas señaladas en el punto anterior, se incluyó el efecto de la mezcla híbrida de concentrado de cobre (CCu) con hidrógeno en aire que podría ocurrir en caso de alguna fuga de hidrógeno desde un equipo estacionario o móvil. En la medida que se proyecten aplicaciones de hidrógeno en procesos de producción y fusión de CCu, refinado de cobre y otros, surgirá la necesidad de hacer otras pruebas y ensayos.

Considerando lo señalado en el párrafo anterior, se diseñaron conceptualmente dos pruebas de campo

y un ensayo de laboratorio. Dos de ellas para pruebas de campo (vibraciones y polvo) y uno para ensayos de laboratorio para la combustión de CCu e H₂ en aire. Las pruebas denominadas de campo se relacionan con el efecto del polvo y de las vibraciones sobre el equipo minero potenciado por hidrógeno, mientras que el ensayo de laboratorio está relacionado al encendido de mezclas híbridas de concentrado de cobre con hidrógeno en aire. Adicionalmente se consideró una recomendación para ensayos de vibración para componentes en laboratorios de pruebas ambientales.

Se concluye que tanto las pruebas en terreno, como también los ensayos de laboratorio, pueden ser desarrollados en el país por universidades y empresas del estado o privadas. Para lo anterior se cuenta con capacidad, experiencia profesional e infraestructura, en pruebas y ensayos similares a las necesarias para abordar los desafíos planteados. Como brecha se debe señalar la falta de algunos equipos para los ensayos de laboratorio, pero estos pueden ser adquiridos o fabricados localmente.

4.7.2 Recomendaciones

Se estima relevante entender adecuadamente el ambiente operacional minero. Para ello se recomienda realizar muestreos de polvo en las zonas más contaminadas, junto con caracterizar las vibraciones que afectan a un determinado equipo minero. También se recomienda, el considerar los muestreos de polvo en las tomas de aire y otros puntos donde pueda afectar los equipos y componentes, de manera que representen adecuadamente la realidad operacional a verificar.

5 Recomendaciones para desarrollar normas de seguridad

Este capítulo, que desarrolla los contenidos de la Tarea 5 de los TdR, aprovecha los resultados de los capítulos anteriores y constituye el objetivo principal de este estudio. En las siguientes secciones se desarrollan cuatro contenidos que pueden contribuir al desarrollo de normas y regulaciones de seguridad para el hidrógeno usado en minería: i) prácticas recomendadas para desarrollar una norma de seguridad del hidrógeno usado en ambientes mineros, ii) un inventario de mejores prácticas para desarrollar dicha norma, iii) recomendaciones para la Guía de implementación de pilotos de hidrógeno de Sernageomin, y iv) recomendación de medidas de mitigación y de gestión para enfrentar los riesgos estudiados.

5.1 Prácticas recomendadas para una norma de seguridad para el uso de hidrógeno en entornos mineros.

A continuación, se presentan recomendaciones específicas para el desarrollo de regulación para el uso del hidrógeno en un ambiente minero a rajo abierto. Estas recomendaciones provienen de la norma CAN/BNQ 1784-000/2022 (única norma identificada que considera explícitamente aplicaciones de hidrógeno en minería), de las entrevistas realizadas a profesionales de proyectos de hidrógeno en minería realizados o en curso, y de otros documentos de guía para instalaciones de hidrógeno en general, pero de gran utilidad para el tipo de instalaciones de hidrógeno que se vislumbran para la minería. Aunque estos últimos documentos no mencionan las aplicaciones mineras, se consideran de utilidad para ellas.

1. Incluir los requerimientos para la minería de la norma CAN/BNQ 1784-000/2022, sección 7.12.7. En particular lo referido a:
 - a) Todos los equipos de hidrógeno de las minas deberán estar equipados con alarmas visuales y sonoras suficientes para el entorno en el que se encuentren (sección 7.12.7.2.9).
 - b) Se debe contar con un sistema de detección de hidrógeno en el interior de cualquier instalación que opere con hidrógeno gaseoso y también en las estaciones de abastecimiento de hidrógeno, los que deben ser inspeccionados periódicamente para evitar la acumulación de polvo. El sistema de detección debe estar conectado a un sistema de corte, para la instalación de hidrógeno de superficie y para el equipo dispensador, que active alarmas visuales y sonoras. (sección 7.12.7.2.13).
 - c) Cada instalación minera que comience a emplear equipos mineros a hidrogeno, deberá analizar el efecto de impactos y vibraciones impuestas por el medioambiente a la infraestructura y a los vehículos (tronaduras, superficie de los caminos)(sección 7.12.7.1). Para lo anterior se puede tomar como referencia lo presentado en el Capítulo 4 sección 4.3.2 y Apéndice 9.4.2.
 - d) Para futuros análisis de seguridad del hidrógeno en aplicaciones subterráneas, considerar que los requisitos para las instalaciones subterráneas de hidrógeno en las minas se limitan a la distribución subterránea de hidrógeno comprimido a través de una red de tuberías que alimentan estaciones subterráneas de abastecimiento de hidrógeno. Todas las demás instalaciones de hidrógeno de mina se situarán a nivel de superficie (sección 7.12.7.3.1).

- 2 Incorporar la verificación de la disponibilidad de los sensores de hidrógeno a bordo y posiblemente la de los sistemas de limpieza de polvo asociados (sección 4.2). Además, considerar el efecto del polvo en el desempeño de los equipos.
- 3 Por otro lado, se recomienda como herramienta de análisis y potencial adaptación para su aplicación a proyectos de hidrógeno en la minería la guía ANSI/AIAA G-095A-2017, *Guide to Safety of Hydrogen and Hydrogen Systems* (AIAA, 2017), (ver Apéndice 9.1.20.4.2), que es una actualización de la norma NASA NSS 1740.16 *Standard for Hydrogen and Hydrogen Systems, Guidelines for Hydrogen System Design, Materials Selection, Operations, Storage, and Transportation* (NASA, 1997). Ambos documentos constituyen una excelente guía general para cualquier instalación de hidrógeno, incluyendo aplicaciones en minería. Los documentos señalados anteriormente pueden ser complementados con la guía NASA/TM-2003-212059 *Guide for Hydrogen Hazards Analysis on Components and Systems* (Beeson & Woods, 2003), que describe un método de análisis de peligros (*Hazards Analysis*) específico para el hidrógeno y que podría ser aplicado antes de usar el hidrógeno en un sistema o componentes, sirviendo además para guiar el diseño y construcción de una instalación de hidrógeno.
4. Considerar además aquellas recomendaciones que sean atinentes a la minería y que se encuentran planteadas en las siguientes guías:
 - a) *Installation permitting guidance for hydrogen and fuel cell stationary applications: UK versión* (Health and Safety Laboratory, 2009).
 - b) *Safety Planning for Hydrogen and Fuel Cell Projects PNNL-25279-3* (PNNL, 2020).
 - c) *Simplified Safety Planning for Low Volume Hydrogen and Fuel Cell Projects PNNL-31037, Hydrogen Equipment Certification Guide* (PNNL, 2021).
 - d) *Safety Planning and Management in EU Hydrogen and Fuel Cells Projects - Guidance Document* (EHSP, 2021).
 - e) La página web *H2Tools Best Practices*⁷¹.
5. Exigir al responsable de una instalación la implementación de un Plan de Seguridad del Hidrógeno (PSH). Muchos de los documentos consultados en este trabajo recomiendan o exigen un PSH, en particular los mencionados en el párrafo anterior. Para esto, se recomienda basarse en los documentos (PNNL, 2020), (PNNL, 2021), (EHSP, 2021) o el sitio web *Safety Planning* de H2Tools⁷², o basarse en un Sistema de gestión de riesgo, como el que pide el DS N° 13/2022 Reglamento de seguridad de instalaciones de hidrógeno. Este último es exigido por el DS 13/2022 para instalaciones con un inventario de más de 5.000 kg de hidrógeno, los otros, en cambio, son aplicables a instalaciones de cualquier capacidad.

5.2 Inventario de mejores prácticas y análisis de riesgo

Existen numerosos documentos con guías y mejores prácticas para todo tipo de instalaciones de hidrógeno. Los documentos más relevantes están comentados en la sección 1.3.3 y resumidos en la Tabla 1-3 de este trabajo. Sin embargo, un buen resumen de las principales mejores prácticas se encuentra en el documento *Safety Planning and Management in EU Hydrogen and Fuel Cells Projects* (EHSP, 2021) y se reproduce a continuación en la Tabla 5-1.

⁷¹ <https://h2tools.org/bestpractices/best-practices-overview>

⁷² <https://h2tools.org/bestpractices/safety-planning>

Tabla 5-1 Resumen de mejores prácticas

Nº	Estrategia de seguridad	Ejemplo de mejores prácticas
1	Limitar los inventarios de hidrógeno a lo estrictamente necesario, especialmente en interiores.	Producir hidrógeno in situ bajo demanda y/o almacenarlo en pequeños recipientes. Almacenar hidrógeno al aire libre, etc.
2	Evitar o limitar la formación de una mezcla inflamable	Aplicar la ingeniería de seguridad del hidrógeno, por ejemplo, la ley de similitud, para evitar la formación de una capa inflamable debajo de un techo en caso de fuga. Garantizar la integridad del sistema, es decir, su estanqueidad. Evitar o controlar la conexión de tuberías atornilladas Utilizar diámetros de tubería pequeños y restrictores de flujo, cuando sea posible. Aprovechar la flotabilidad del hidrógeno y la ventilación natural como principal activo de seguridad. Utilizar sistemas de ventilación mecánica o sistemas de inertización, si la ventilación natural no es suficiente. Utilizar y diseñar adecuadamente válvulas de exceso de flujo y las boquillas de descarga, use recombinadores catalíticos ⁷³ cuando sea relevante (tenga en cuenta que para grandes tasas de liberación los recombinadores podrían ser inadecuados y que en altas concentraciones de hidrógeno un recombinador podría ser una fuente de ignición).
3	Realizar análisis de zonificación ATEX ⁷⁴	Proporcionar los documentos requeridos para el diseño y la operación.
4	Combinar la detección de fugas y las contramedidas	Utilizar sensores y ubicaciones de sensores apropiados. Monitorear los procesos. Combinar señales de emergencia con medidas apropiadas. Utilizar señales para la gestión de la ventilación y el apagado del suministro de electricidad según corresponda.
5	Evitar fuentes de ignición mediante el uso de materiales o instalaciones adecuadas en las diferentes zonas ATEX	Utilizar materiales o equipos ATEX. Evite la electricidad, otras sustancias inflamables o superficies calientes en zonas respectivas. Proporcionar una conexión a tierra adecuada. Protección contra rayos en instalaciones exteriores, etc.
6	Evitar la congestión, reducir la turbulencia promoviendo obstáculos de flujo en la respectiva zona ATEX	Diseñar tuberías, componentes, edificios, etc. para evitar congestión. Elimine piezas innecesarias, etc.
7	Evitar el confinamiento, promueva aberturas para ventilación natural o mecánica o ventilaciones de explosión	Instalar el sistema en espacios abiertos siempre que sea posible. Utilizar un diseño adecuado de edificios, sistemas HVAC, por ejemplo, según NF EN 14994 abril 2007. Evite los techos protectores y otros elementos de construcción, donde el hidrógeno podría acumularse.
8	Preferir las barreras pasivas a las barreras activas	Aumentar las distancias. Utilizar ventilación pasiva. Utilizar recombinadores autocatalíticos pasivos (RAP), siempre que no haya peligro de encendido por el RAP. Use muros protectores y gafas de seguridad. Use parallas (flame arrestors), venteos de deflagración y otros según sea apropiado.
9	Capacitar y educar al personal en seguridad del hidrógeno	Hacer controles de seguridad regulares, revisiones, auditorías internas. Promover la participación en cursos de e-learning y de educación continua sobre seguridad del hidrógeno, escuelas de verano y otras escuelas, programas de educación superior, etc.
10	Reportar casi accidentes, incidentes y accidentes	Utilizar HIAD 2.0 ⁷⁵ o cualquier otra base de datos relevante. Actualice su plan de seguridad al menos una vez al año, informe al personal y EHSP, etc.

73 Sistema de oxidación catalítica del hidrógeno desarrollado para accidentes en centrales nucleares, donde no es posible ventear el hidrógeno producido porque puede estar contaminado con sustancias radioactivas.

74 Definición de áreas de probable existencia de atmósferas inflamables, usadas para definir el tipo de restricción de fuentes de encendido y requisitos especiales para las instalaciones eléctricas. ATEX corresponde a la nomenclatura europea, derivada de una regulación de la UE que recibe esa designación. Viene del francés: Atmosphères Explosives.

75 Base de datos de incidentes y accidentes de hidrógeno, administrada por hySafe. <https://hysafe.info/hiad-2-0-free-access-to-the-renewed-hydrogen-incident-and-accident-database/>.

En cuanto a las herramientas de análisis de riesgo se recomienda los siguiente:

- Si se integra el análisis de riesgos en una norma de seguridad, se recomienda proporcionar a los usuarios de las normas un grupo de herramientas y métodos de análisis de riesgos cualitativos y semi cualitativos opcionales, por ejemplo, los recomendados en la sección 2.1.3, que cubran de manera integral todas las fases del proyecto. Complementariamente, luego de haber revisado un número significativo de proyectos pilotos de hidrógeno en minería, se recomienda proporcionar información sobre las herramientas de análisis de riesgos que se han utilizado con éxito en aplicaciones de hidrógeno en minería, sin especificar qué herramientas se deben usar. Esta información deberá generarla Sernageomin, u otro organismo apropiado, en base a los proyectos que se presenten a la autoridad.
- Si un análisis de riesgos cuantitativo se integra en la o las normas de seguridad, la herramienta debe estar suficientemente desarrollada de manera que cumpla los requisitos de la aplicación. Además, la generación de datos de frecuencia de fallas debe ser subsidiada directamente a través de entidades gubernamentales u otras entidades reguladoras. Si esto no es posible, la herramienta cuantitativa seleccionada debe utilizarse a escala nacional o internacional para garantizar que la generación de datos sea adecuada. Deben especificarse y permitirse enfoques alternativos para completar el análisis cuantitativo, de modo que las circunstancias y los sistemas únicos puedan evaluarse suficientemente.
- Incentivar a las instituciones académicas, empresas interesadas, grupos de proyectos financiados y las entidades gubernamentales relevantes para que participen en la generación de datos y la adaptación de las herramientas de análisis de riesgos para las aplicaciones específicas del hidrógeno a la minería.
- Establecer un grupo de expertos, similar al Safety Panel mencionado en las secciones 2.1 y 2.8, para proporcionar información públicamente disponible en Internet sobre seguridad del hidrógeno, análisis de riesgos, y lecciones aprendidas de eventos de falla de hidrógeno dentro de los campos de aplicabilidad que interesan. Además, financiar y apalancar al grupo de expertos para revisar la seguridad del hidrógeno de todos los proyectos regulados, en un punto específico de su desarrollo.

En mayo de 2022, Anglo American Sudáfrica inició las pruebas en terreno del primer camión CAEX híbrido a baterías e hidrógeno (detalles en sección 1.6.1). Dado lo anterior, se recomienda mantener contacto con Anglo American, para ir levantando las lecciones aprendidas en Sudáfrica extrapolándolas a la realidad del medioambiente de operaciones chileno. Paralelamente, se recomienda realizar acciones similares respecto del proyecto de grúas horquillas que se está desarrollando Anglo American en sus instalaciones de Cerro las Tórtolas, Chile (ver Apéndice 9.1.14).

5.3 Oportunidades de mejora recomendadas para la Guía Técnica de Sernageomin

Las principales oportunidades de mejora recomendadas para la “Guía de implementación de pilotos y validación de tecnologías que utilizan hidrógeno como combustible en minería” de Sernageomin son las siguientes:

- Incorporar la materialización de los diferentes modelos de análisis de riesgo de acuerdo a la etapa que viva el desarrollo del proyecto, según lo sugerido en la Figura 2.1 y complementado en la Tabla 2.1.
- Reemplazar el Criterio de Clasificación del Peligro (CCP) basado en el índice de DOW por el Índice de

Peligro de Sernageomin (IPS) desarrollado en la sección 3.2, y el ejemplo desarrollado en la Sección 3.4.2. El índice IPS es significativamente más simple de calcular, requiere menos información e implica menos decisiones o juicios del evaluador.

- Poner a disposición del público en el portal de Sernageomin una planilla Excel para el cálculo del IPS, como la que se presenta en el Anexo 7.3.4, y su manual de uso, como el contenido en el Anexo 7.3.5. Luego, citarlo en la guía como una herramienta disponible para todos.
- Incorporar cita a la norma CAN/BNQ 1784, que es la única norma a la fecha que se refiere a instalaciones de hidrógeno en minería.
- Armonizar el “Documento 3 PLAN GENERAL DE SEGURIDAD Y CONTROL DE EQUIPOS” de la guía con al menos una de las referencias recomendadas para un plan de seguridad del hidrógeno (PSH): Safety Planning for Hydrogen and Fuel Cell Projects (PNNL, 2020), Simplified Safety Planning for Low Volume Hydrogen and Fuel Cell Projects (PNNL, 2021), Safety Planning and Management in EU Hydrogen and Fuel Cells Projects (EHSP, 2021), o la página web Safety Planning de H2Tools.⁷⁶ Para la armonización sugerimos dividir el actual Documento 3 en dos. Uno que incluya los contenidos de al menos una de las referencias, y otro, con los contenidos del actual Documento 3 que no estén en las guías referidas. De este modo será más fácil para los usuarios cumplir con todas las exigencias de Sernageomin. Los documentos referidos son aplicables a cualquier proyecto de hidrógeno, independiente de su tamaño. Sin embargo, el documento, Simplified Safety Planning for Low Volume Hydrogen and Fuel Cell Projects PNNL-31037, está dirigido específicamente a instalaciones pequeñas. Un sistema de gestión de riesgo, en cambio, es de mayor complejidad y costo, por lo que el DS 13/2022 lo exige sólo a instalaciones muy grandes. La ventaja de usar estas referencias es que los gestores de proyectos piloto de hidrógeno para minería tendrán una guía relativamente detallada y confiable para la preparación del plan de seguridad.
- Mencionar explícitamente en la regulación o estándar minero, cómo se integra y complementa con la regulación existente para la seguridad de instalaciones de hidrógeno del Ministerio de Energía. En particular en lo relacionado a requisitos generales de las instalaciones, equipamiento de hidrógeno, requisitos de seguridad eléctrica y empleo del equipamiento de hidrógeno.

5.4 Medidas de mitigación y de gestión para los riesgos y peligros estudiados.

Existe una larga lista de medidas de mitigación aplicables a cualquier proyecto o instalación de hidrógeno, las que se pueden encontrar en diversos textos, como ser (Rigas & Amiotte, 2013), y en el documento ISO/TR 15916, Basic considerations for the safety of hydrogen systems (ISO/TC 197, Hydrogen technologies, 2015). Sin embargo, los principales factores de riesgo adicionales que presenta la minería a rajo abierto, que son polvo, vibraciones e impactos, y accidentes de CAEX, no están cubiertos en estos documentos. Estos factores de riesgo se analizan en la sección 2.3 de este estudio.

Algunas medidas de mitigación recomendadas para reducir los problemas del polvo son i) localizar tomas de aire en posiciones donde se asegure la menor entrada de polvo al sistema, ii) desarrollar e implementar sistemas de filtrado adecuados, iii) usar componentes y sistemas resistentes al polvo, iv) encapsular componentes sensibles al polvo en sistemas herméticos, v) encapsular componentes y sistemas sensibles al polvo en compartimientos presurizados con aire filtrado. Hay que mencionar el caso particular de los sensores de hidrógeno, que están siendo estudiados en Sudáfrica para hacerlos resistentes al polvo, por ejemplo, con un sistema de limpieza automática como lo señaló el Dr. Bessarabov de HySA (ver entrevista en Anexo 7.1.2C).

⁷⁶ <https://h2tools.org/bestpractices/safety-planning>. El sitio hace referencia a los dos documentos del PNNL, pero contiene información adicional, y la organiza en forma distinta, por lo que constituyen fuentes de información complementarias.

Para mitigar el aumento del riesgo de un accidente de hidrógeno debido a vibraciones e impactos se puede considerar i) usar componentes y sistemas robustos, ii) instalar soportes y fijaciones de elementos y componentes robustas y no muy distanciadas, iii) instalar aisladores de vibraciones en las fijaciones, iv) instalar componentes y sistemas en estructuras soportantes robustas unidas al camión mediante fijaciones con aisladores de vibraciones, v) hacer estudio de resonancia del sistema para mejorar su diseño, considerando las frecuencias de vibración dominantes. Los aisladores de vibraciones deberán ser apropiados para las frecuencias dominantes de mayor amplitud. Sin embargo, hay que destacar que, al remplazar el motor diésel por celdas de combustible, se reducirán significativamente las vibraciones en los espectros de frecuencia generados por el motor.

Respecto a mitigaciones de las consecuencias de accidentes de CAEX en el sistema de hidrógeno de estos camiones, se recomienda considerar los documentos Global technical regulation on hydrogen and fuel cell vehicles (WP.29, 2013) y Uniform provisions concerning the approval of motor vehicles and their components with regard to the safety-related performance of hydrogen fuelled vehicles (HFCV) (WP.29, 2014). Estos dos documentos entregan especificaciones de ensayos para calificar la seguridad de sistemas y componentes de vehículos, como ser tanques y resistencia a choques del vehículo, entre otras cosas. Aunque no están orientadas a equipos mineros, son una buena referencia para ellos. Algunas indicaciones de estos documentos también sirven para mitigar vibraciones. Adicionalmente, hay que desarrollar protocolos especiales de rescate de vehículos mineros a hidrógeno accidentados. Estos protocolos son distintos a los existentes para los equipos convencionales que funcionan con diésel, ya que el hidrógeno necesita procedimientos especiales.⁷⁷

77 Como guías para preparar estos protocolos de puede usar el European Emergency Response Guide (www.hyresponse.eu) y guías específicas desarrolladas por fabricantes de vehículos a hidrógeno, como Nikkola (https://www.nfpa.org/-/media/Files/Training/AFV/Emergency-Response-Guides/Nicola/Nikola-First-Responders-Emergency-Rescue-Guide_Tre-Bev-Final_2-7-22.ashx) y Hyundai (<https://www.nfpa.org/-/media/Files/Training/AFV/Emergency-Response-Guides/Hyundai/Emergency-Response-Guide--Nexo-Hydrogen-Fuel-Cell-2019MY.ashx>).

6 Conclusiones

La conclusión general de este estudio es que existe suficiente experiencia para desarrollar proyectos de hidrógeno en general, pero con la aplicación cuidadosa de normas existentes y guías, además de la realización de evaluaciones de riesgo adecuadas y la implementación de medidas administrativas y de capacitación. Sin embargo, hay gran incertidumbre sobre la magnitud del riesgo de aplicaciones específicas, incluyendo las mineras y de cuáles son las mejores medidas de mitigación. Esto se debe a que no hay experiencia práctica en las aplicaciones energéticas masivas del hidrógeno, que están fuera de las industrias muy tecnologizadas que lo han empleado hasta ahora. La falta de experiencia práctica en el uso de hidrógeno energético es particularmente aguda en aplicaciones mineras, lo que se agrava porque el ambiente minero es más agresivo que el correspondiente a la mayoría de las otras aplicaciones. Sin embargo, también se concluye que los peligros del uso de hidrógeno en minería son los mismos que en otros campos, pero con riesgos probablemente mayores por la agresividad del ambiente minero y duras condiciones de trabajo, que aumentan la frecuencia de fallas.

Dada esta realidad, es necesario un gran esfuerzo en estudios y recopilación de información práctica de los proyectos de hidrógeno energético que se materialicen en minería para poder elaborar normas y regulaciones específicas para estos usos del hidrógeno. No obstante, la dificultad de este esfuerzo y el tiempo que tomará, es la única forma de lograr las normas y regulaciones necesarias del hidrógeno usado en minería. No parece oportuno desarrollar ahora una regulación de seguridad para el uso de hidrógeno en minería, dada la incertidumbre de los riesgos y la falta de experiencia. Sin embargo, es conveniente que la autoridad siga recabando información al respecto, y que esté en contacto con las autoridades pertinentes de otros países líderes en desarrollo minero, de modo de coordinar con ellos la elaboración de dicha regulación.

A continuación, se resumen las principales conclusiones de los capítulos anteriores; más detalles se encuentran al final de cada capítulo.

El desarrollo de regulaciones y estándares es incipiente para la minería existiendo solo un estándar, la norma CAN/BNQ 1784-000/2022, Canadian Hydrogen Installation Code. Al respecto, se estima conveniente actualizar y completar lo que ya contiene esta norma y que pudiese ser atinente a la realidad nacional, considerando en especial, aquellos puntos señalados en la sección 1.1. Por otro lado, se estima conveniente incorporar las experiencias que surjan de la materialización de proyectos de hidrógeno en la minería tanto en el extranjero como en Chile. Por lo anterior es importante mantener un seguimiento a las lecciones aprendidas en materia de seguridad y riesgo que puedan surgir del desarrollo del proyecto NuGen® de Anglo American en Sudáfrica y del proyecto en Chile de grúas horquillas en cerro las Tórtolas.

Debido a que las aplicaciones de hidrógeno en minería son tecnologías nuevas, no hay información sobre la frecuencia de las fallas. Además, las herramientas cuantitativas de evaluación de riesgos para aplicaciones de hidrógeno tampoco están ampliamente disponibles, lo que requiere que ellas se creen para cada caso específico y se materialicen con herramientas existentes, como CFD. Por lo tanto, es difícil hacer un análisis cuantitativo de riesgos para aplicaciones de hidrógeno en minería y, en su lugar, se requieren métodos de análisis de riesgos cualitativos y semi cualitativos hasta que se disponga de datos generalizados. Los métodos semi cualitativos proporcionan una evaluación más objetiva y se pueden

utilizar cuando hay suficientes datos de referencia.

Se espera que los peligros asociados con la implementación de tecnologías de hidrógeno en el entorno minero sean los mismos que los de otras aplicaciones y entornos, aunque los riesgos pueden ser muy diferentes. Se espera que el uso de tecnologías de hidrógeno en la minería acelere principalmente algunos eventos de falla y no cambie los mecanismos o consecuencias de fallas primarias. Circunstancias únicas, como una colisión con un camión que transporta explosivos, son una excepción y deben considerarse para cada proyecto. El análisis de riesgos realizado para el proyecto objetivo proporciona un ejemplo de cómo aplicar las herramientas SWIFT y WRAC cuando la información sobre el proyecto es limitada o no se dispone de información detallada sobre su diseño. El análisis de riesgos identifica los principales peligros y proporciona recomendaciones para algunas medidas de mitigación, así como su rendimiento esperado.

Es importante que el diseño de equipos mineros incluya análisis y medidas de mitigación del efecto del polvo, vibraciones e impacto sobre los diferentes componentes del sistema de hidrógeno a bordo, en particular en sensores para la detección de hidrógeno y para las tomas de aire de las celdas de combustible. Para facilitar lo anterior, es relevante entender adecuadamente el ambiente operacional minero de Chile y reducir el riesgo de accidentes. Para ello es fundamental caracterizar las vibraciones que afectan los equipos mineros que usarán hidrógeno y considerar el efecto del polvo en las tomas de aire y otros puntos donde pueda afectar los equipos y componentes. Luego, la integridad de los equipos mineros durante la etapa de introducción de las tecnologías debería ser demostrada con un adecuado periodo de pruebas, que deben ser parte de los objetivos de los proyectos piloto.

Existen oportunidades de mejora de la “Guía de implementación de pilotos y validación de tecnologías que utilizan hidrógeno como combustible en minería” de Sernageomin, que mejorarán la seguridad de los proyectos, y facilitará la presentación por parte de los interesados y la revisión por parte de Sernageomin. Estas oportunidades se relacionan con la aplicación de evaluaciones de riesgo, la precalificación del peligro de cada proyecto, y la incorporación de nuevos documentos de apoyo.

Existen consenso internacional sobre la importancia de la regulación de seguridad del hidrógeno en minería. Sin embargo, las aproximaciones para ellas son diferentes entre los países. En Australia y Sudáfrica, los desarrolladores de tecnologías del hidrógeno para proyectos mineros son los responsables de desarrollar estudios y análisis de seguridad y riesgo a sus proyectos. Con ellos le demuestran al estado que se mitigará cada uno de los peligros levantados, y antes del inicio del proyecto deberán mostrar la implementación de las medidas de mitigación. En Canadá, en cambio, se incorporó por primera vez en la regulación del hidrógeno recomendaciones para su uso en la minería.

7 Listado de anexos

7.1 Anexos del capítulo 1

- Anexo 7.1.1 Cuestionarios-Rev-A-21022022.docx
- Anexo 7.1.2 Entrevistas Internacionales Rev-B-27032022.docx
- Anexo 7.1.3 Entrevistas Nacionales Rev-A-21022022.docx

7.2 Anexos del capítulo 2

- Anexo 7.2.1 Peligros Fase Transporte Minería a Rajo Abierto 22022022 v3.pdf
- Anexo 7.2.2 Matriz de Peligros Equipos Transporte
- Anexo 7.2.3 Características de Camión de Extracción.
- Anexo 7.2.4 Minería a Rajo Abierto en Chile
- Anexo 7.2.5 Estadísticas de accidentabilidad año 2020
- Anexo 7.2.6 Categorización de los peligros identificados para los escenarios de producción y desarrollo

7.3 Anexos del capítulo 3

- Anexo 7.3.1 Aplicación del criterio de clasificación del peligro intrínseco de proyectos de uso de hidrógeno en minería (documento "A3.1_Aplicación del FEI a la clasificación del peligro de usos del H2.docx").
- Anexo 7.3.2 Ejemplo de la Aplicación del CCP al uso de hidrógeno en minería (documento "A3.2_Ejemplo de la Aplicación del CCP al H2 en minería.docx").
- Anexo 7.3.3 Planilla de cálculo del ISI (documento "Cálculo ISI_v1.xlsx")
- Anexo 7.3.4 Planilla de cálculo del FEI (documento "Cálculo FEI.xlsx")
- Anexo 7.3.5 Manual de uso del índice IPS

7.4 Anexos del capítulo 4

- Anexo 7.4.1 Cuestionario de capacidades experimentales.docx
- Anexo 7.4.2 Capacidades de desarrollo de pruebas y ensayos-V2.docx
- Anexo 7.4.3 Cuestionario de capacidades experimentales.pdf

8 Referencias

- Suardin, J. (2005). The Integration of Dow's Fire and Explosion Index into Process Design and Optimization to Achieve an Inherently Safer Design. M. SC. Thesis, Texas A&M University.
- Javad, J. M., Heidar, M., Genserik, R., Mostafa, P., Farsha, N., Ali, T. S., & Rafiee, M. M. (2018). Exploring inherent process safety indicators and approaches for their estimation: a systematic review. *Journal of loss prevention in the process industries*, 66-80. doi:<https://doi.org/10.1016/J.JLP.2018.01.013>
- Tyler, B. J. (July de 1985). Using the Mond Index to Measure Inherent Hazards. *Plant/Operations Progress*, 4(3), 172-175. doi:DOI: 10.1002/prsb.720040313
- Heikkilä, A.-M. (1999). Inherent Safety in Process Plant Design - An Index-Based Approach. VTT Technical Research Centre of Finland, Espoo, Finland.
- Khan, F. I., Husain, T., & Abbasi, S. A. (2001). SAFETY WEIGHTED HAZARD INDEX (SWeHI), A New, User-friendly Tool for Swift yet Comprehensive Hazard Identification and Safety Evaluation in Chemical Process Industries. *Trans IChemE*, 79 Part B, 65-80.
- Sernageomin. (2021). GUÍA DE IMPLEMENTACIÓN DE PILOTOS Y VALIDACIÓN DE TECNOLOGÍAS QUE UTILIZAN HIDRÓGENO COMO COMBUSTIBLE EN MINERÍA. Sernageomin. Obtenido de https://www.sernageomin.cl/wp-content/uploads/2021/03/Gui%C3%A1Pilotaje_web.pdf
- Sultana, S., & Haugen, S. (2022). Development of an inherent system safety index (ISSI) for ranking of chemical processes at the concept development stage. *Journal of Hazardous Materials*(421). doi:<https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2021.126590>
- Khan, F. I., & Amyotte, P. R. (February de 2003). How to Make Inherent Safety Practice a Reality. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 81, 2-16.
- Khan, F. I., & Amyotte, P. R. (2004). Integrated Inherent Safety Index (I2SI): A Tool for Inherent Safety Evaluation. *Process Safety Progress*, 23(2), 136-148. doi:DOI 10.1002/prs.10015
- Dow. (1994). DOW'S Fire and Explosion Index Hazard Classification Guide. American Institute of Chemical Engineers. Obtenido de https://issuu.com/anhaisalas5/docs/indice_dow
- Bessarabov, D. (2012). Infrastructure within HySA National Program in South Africa: road map and specific needs.
- Vincoli, J. W. (2014). *Basic Guide to System Safety* (3rd ed.). Wiley.
- Rausand, M., & Haugen, S. (2020). *Risk Assessment. Theory, Methods, and Applications*. Wiley.
- Glossop, M., Ioannides, A., & Gould, J. (2000). *Review of Hazard Identification Techniques*. Sheffield, UK: Health and Safety Laboratory (UK).
- Hecht, E. S., & Ehrhart, B. D. (2021). *Hydrogen Plus Other Alternative Fuels Risk Assessment Model (HYRAM+) Version 4.0 Technical Reference Manual*. Sandia National Laboratory.
- Card, A. J., Ward, J. R., & Clarkson, P. J. (2012). Beyond FMEA: The Structured What-If Technique (SWIFT). *Journal of Healthcare Risk Management*, 31(4), 23-29.
- Markert, F., Engebo, A., & Nilsen, S. (2009). Barrier Analysis of a Generic Hydrogen Refuelling Station. International Conference on Hydrogen Safety. Obtenido de https://h2tools.org/sites/default/files/ICHS_import/A%20Barrier%20Analysis%20of%20a%20Generic%20Hydrogen%20Refuelling%20Station.pdf
- Ericson, I. I., & Clifton, A. (2011). *Fault Tree Analysis Primer*. Charleston, NC, USA: CreateSpace Inc. doi:ISBN-13: 978-1466446106
- Zhang, M., Kecojevic, V., & Komljenovic, D. (2014). Investigation of haul truck-related fatal accidents in surface mining using fault tree analysis. *Safety Science*, 65, 106-117.
- Codelco Chile. (2008). *Plan de Negocios y Desarrollo - 2009*. Codelco Chile. Biblioteca Codelco Norte.
- Servicio Nacional de Geología y Minería. (2021). Obtenido de Estadística de Accidentabilidad Industria Extractiva Minera Año 2020: https://www.sernageomin.cl/wp-content/uploads/2021/04/Accidentabilidad_Minera_2020.pdf
- Gerencia Corporativa de Seguridad y Salud Ocupacional. (2016). *Riesgo de Incendio y su Gestión en Codelco*. (C. Chile, Ed.) Obtenido de <https://www.aminera.com/wp-content/uploads/22.-Claudio-Ya%C3%B1ez-CODELCO.pdf>
- Miller, A. R., van den Berg, G., Barnes, D. L., Eisele, R. I., Tanner, D. M., Vallely, J. M., & Lassiter, D. A. (2012). Fuel Cell Technology in Underground Mining. *Platinum 2012* (págs. 533 - 546). The Southern African Institute of Mining and Metallurgy.
- Bessarabov, D., van Niekerk, F., van der Merwe, F., Vosloo, M., North, B., & Mathe, M. (2012). Hydrogen Infrastructure within HySA National Program in South Africa: road map and specific needs. *Energy Procedia*, 29, págs. 42 - 52. doi:10.1016/j.egypro.2012.09.007

- Skoba, Y. A., Ugryumovb, M. L., & Granovskiyc , E. A. (2021). Numerical assessment of hydrogen explosion consequences in a mine tunnel. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(23), 12361-12371.
- C.Fúnez Guerra, C., Reyes-Bozo, L., E.Vyhmeister, E., Jaen Caparros, M., Salazar, J. L., Godoy-Faundez, A., . . . Verastegui-Rayo, D. (2020). Viability analysis of underground mining machinery using green hydrogen as a fuel. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(8), 5112-5121.
- Xiangwen Wang, Z. W. (2020). Explosion characteristics of aluminum powder in different mixed gas environments. *Powder Technology*(369), 53-71.
- Yang-Fan Cheng, S.-X. S.-H.-F.-W.-R. (2019). Hybrid H₂/Ti dust explosion hazards during the production of metal hydride TiH₂ in a closed vessel. *International Journal of Hydrogen Energy*(44), 11145-11152.
- Yun-Ting Tsai, T. F. (2021). Explosion characteristics and suppression of hybrid Mg/H₂ mixtures. *International Journal of Hydrogen Energy*(46), 38934 - 38943.
- Bureau de normalisation du Québec. (2022). CAN/BNQ 1784-000/2022, Canadian Hydrogen Installation Code. Québec, Canada. Obtenido de <https://www.bnq.qc.ca/en/standardization/hydrogen/canadian-hydrogen-installation-code.html>
- AIAA. (2017). ANSI/AIAA G-095A-2017, Guide to Safety of Hydrogen and Hydrogen Systems. American Institute of Aeronautics and Astronautics. ANSI.
- NASA. (1997). NSS 1740.16, Safety Standard for Hydrogen and Hydrogen Systems. NASA. Obtenido de <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2014/03/f11/871916.pdf>
- Beeson, H., & Woods, S. (2003). NASMTM-2003-212059, Guide for Hydrogen Hazards Analysis on Components and Systems. National Aeronautics and Space Administration, Johnson Space Center. Obtenido de <https://ntrs.nasa.gov/search.jsp?R=20040033949> 2018-10-31T18:10:29+00:00Z
- Health and Safety Laboratory. (2009). Installation permitting guidance for hydrogen and fuel cell stationary applications: UK version. Health and Safety Executive, UK, Health and Safety Laboratory.
- PNNL. (2020). PNNL-25279-3, Safety Planning for Hydrogen and Fuel Cell Projects. PACIFIC NORTHWEST NATIONAL LABORATORY.
- PNNL. (2021). PNNL-31037, Simplified Safety Planning for Low Volume Hydrogen and Fuel Cell Projects. PACIFIC NORTHWEST NATIONAL LABORATORY.
- EHSP. (2021). Safety Planning and Management in EU Hydrogen and Fuel Cells Projects - Guidance Document. European Hydrogen Safety Panel (EHSP).
- Rigas, F., & Amiotte, P. (2013). *Hydrogen Safety*. Boca Raton, Florida, USA: CRC Press.
- ISO/TC 197, Hydrogen technologies. (2015). ISO/TR 15916, Basic considerations for the safety of hydrogen systems. International Organization for Standardization.
- WP.29. (2013). UN GTR No. 13 - Global technical regulation on hydrogen and fuel cell vehicles. UNECE. Obtenido de https://www.unece.org/trans/main/wp29/wp29wgs/wp29gen/wp29glob_registry.html
- WP.29. (2014). Regulation No. 134 Uniform provisions concerning the approval of motor vehicles and their components with regard to the safety-related performance of hydrogen-fuelled vehicles (HFCV). UNECE. Obtenido de <https://unece.org/fileadmin/DAM/trans/main/wp29/wp29regs/2015/R134e.pdf>
- Sociedad Nacional de Minería. (2019). Punto de vista y compromiso del sector minero chileno en el contexto de la COP 25. Obtenido de <https://www.sonami.cl/v2/wp-content/uploads/2019/08/Cambio-Clim%C3%A1tico-Pos-Stat.pdf>
- Tchouvelev, A. V., de Oliveira, S. P., & Neves Jr., N. P. (2019). Chapter 6 Regulatory Framework, Safety Aspects, and Social Acceptance of Hydrogen Energy Technologies. En P. E. de Miranda (Ed.), *Science and Engineering of Hydrogen-Based Energy Technologies*. Academic Press, Elsevier.
- CEPE. (2019). Recomendaciones relativas al Transporte de Mercancías Peligrosas, Reglamentación modelo, vols. 1 y 2. Organización de las Naciones Unidas, Consejo Económico para Europa, Ginebra. Obtenido de https://unece.org/DAM/trans/danger/publi/unrec/rev17/Spanish/Rev17_Volume1.pdf
- BOE. (2021). Boletín Oficial del Estado(España). Obtenido de <https://www.boe.es/boe/dias/2021/04/13/pdfs/BOE-A-2021-5779.pdf>

9 Apéndices

9.1 Apéndices del capítulo 1

9.1.1 Contenido de las guías ANSI/AIAA G-095A y NSS 1740.16

En la tabla siguiente se comparan los contenidos de estos dos documentos.

ANSI/AIAA G095A (261 p.)	NSS 1740.16 (389 p.)
1 Scope 1 Purpose..... 1 Applicability..... 1 Application..... 1 Responsibility 1 Exclusions..... 2 Guidance on Administration...2	CHAPTER 1: BASIC HYDROGEN SAFETY GUIDELINES 100 SCOPE 1-1 101 INTRODUCTION 1-1 102 APPLICABLE DOCUMENTS 1-5 103 PERSONNEL TRAINING 1-5 104 USE OF INHERENT SAFETY FEATURES 1-7 105 CONTROLS 1-9 106 FAIL-SAFE DESIGN 1-10 107 SAFETY 1-10 108 WAIVER PROVISIONS 1-11
2 Applicable Documents.... 2 Applicable Codes and Standards. 3 Additional Documents ... 6	CHAPTER 2: PROPERTIES AND HAZARDS OF HYDROGEN 200 TYPICAL PROPERTIES 2-1 201 TYPES OF HAZARDS 2-3 202 FLAMMABILITY AND IGNITION OF HYDROGEN 2-14 203 DETONATION 2-24 204 CHARACTERISTIC PROPERTIES OF GH2 2-29 205 CHARACTERISTIC PROPERTIES OF LH2 2-35 206 CHARACTERISTIC PROPERTIES OF SLH2 2-36
3 Vocabulary. 6 Acronyms and Abbreviated Terms. 6 Terms and Definitions ... 9	CHAPTER 3: MATERIALS FOR HYDROGEN SERVICE 300 CONSIDERATIONS FOR MATERIALS SELECTION 3-1 301 HYDROGEN EMBRITTLEMENT 3-7 302 THERMAL CONSIDERATIONS IN MATERIALS SELECTION 3-11
4 Basic Hydrogen Safety Guidelines 15 General..... 15 Hydrogen Usage.. 15 Personnel Training 15 Inherent Safety Features 17 Controls..... 17 Fail-Safe Design 17 Safety Assessment and Mishap Reporting 18	CHAPTER 4: HYDROGEN FACILITIES 400 SAFETY POLICY 4-1 401 SAFETY REVIEWS 4-2 402 GENERAL FACILITY GUIDELINES 4-6 403 BUILDINGS AND TEST CHAMBERS 4-12 404 CONTROL ROOMS 4-18 405 LOCATION AND QUANTITY-DISTANCE GUIDELINES 4-19 406 EXCLUSION AREAS 4-29 407 PROTECTION OF HYDROGEN SYSTEMS AND SURROUNDINGS 4-32 408 FIRE PROTECTION 4-36 409 DOCUMENTATION, TAGGING, AND LABELING OF STORAGE VESSELS, PIPING, AND COMPONENTS 4-39 410 INSTRUMENTATION AND MONITORING 4-42 411 EXAMINATION, INSPECTION, AND RECERTIFICATION 4-46
5 Properties and Hazards of Hydrogen .. 18 Hydrogen Properties and Usage Hazards 18 Atomic and Molecular Properties 20 Thermophysical Properties .. 22 Characteristic Behaviors of Hydrogen .. 23 Combustion-Related Properties 27 Hydrogen Hazards ... 51	CHAPTER 5: HYDROGEN STORAGE VESSELS, PIPING, AND COMPONENTS 500 GENERAL REQUIREMENTS 5-1 501 STORAGE VESSELS 5-3 502 PIPING SYSTEMS 5-15 503 COMPONENTS 5-25 504 OVERPRESSURE PROTECTION OF STORAGE VESSELS AND PIPING SYSTEMS 5-43 505 HYDROGEN VENT AND FLARE SYSTEMS 5-49 506 CONTAMINATION 5-55 507 VACUUM SYSTEM 5-60

<p>6 Materials for Hydrogen Service . 67 Considerations for Materials Selection 67 Hydrogen Embrittlement... 72 Thermal Considerations in Material Selection . 77</p>	<p>CHAPTER 6: HYDROGEN AND HYDROGEN FIRE DETECTION 600 HYDROGEN DETECTION 6-1 601 HYDROGEN FIRE DETECTION SYSTEMS 6-9</p>
<p>7 Hydrogen Facilities .. 78 Safety Policy 78 Safety Reviews ... 79 General Facility Guidelines .. 81 Buildings and Test Chambers ... 85 Control Rooms 87 Location and QD Guidelines .. 88 Exclusion Areas 92 Protection of Hydrogen Systems and Surroundings 93 Fire Protection 95 Documentation, Tagging, and Labeling of Storage Vessels, Piping, and Components 97 Instrumentation and Monitoring ... 98 Examination, Inspection, and Recertification 99</p>	<p>CHAPTER 7: OPERATING PROCEDURES 700 GENERAL POLICY 7-1 701 STORAGE AND TRANSFER PROCEDURES 7-10</p>
<p>8 Hydrogen Storage Vessels, Piping, and Components 101 General Requirements ... 101 Storage Vessels ... 102 Piping Systems 106 Components 109 Overpressure Protection of Storage Vessels and Piping Systems 116 Hydrogen Vent and Flare Systems .. 118 Contamination 123 Vacuum System ... 124 Liquid Hydrogen Pumping ... 126</p>	<p>CHAPTER 8: TRANSPORTATION 800 GENERAL 8-1 801 TRANSPORT ON PUBLIC THOROUGHFARES 8-3 802 TRANSPORT ON SITE CONTROLLED THOROUGHFARE 8-6 803 TRANSPORTATION EMERGENCIES 8-10</p>
<p>9 Hydrogen and Hydrogen Fire Detection 126 Hydrogen Detection 126 Hydrogen Fire Detection Systems 131</p>	<p>CHAPTER 9: EMERGENCY PROCEDURES 900 GENERAL 9-1 902 TYPES OF EMERGENCIES 9-4 902 ASSISTANCE IN EMERGENCIES 9-10 903 FIRE SUPPRESSION 9-11 904 FIRST-AID PROCEDURES FOR CRYOGENIC-INDUCED INJURIES 9-15 905 SAFEGUARDS FOR ENTERING PERMIT-REQUIRED CONFINED SPACES 9-16</p>
<p>10 Operating Procedures .. 134 General Policy.... 134 Storage and Transfer Procedures 138</p>	<p>CHAPTER 10: REFERENCES</p>
<p>11 Transportation . 143 General 143 Transport on Public Thoroughfares .144 Transport on Privately Controlled Thoroughfare 145 Transportation Emergencies 146</p>	
<p>12 Emergency Procedures .. 147 General 147 Types of Emergencies 148 Assistance in Emergencies .. 151 Fire Suppression 152 First Aid for Cryogenic-Induced Injuries 153 Safeguards for Entering Permit-Required Confined Spaces .. 154</p>	
<p>Annex A Bibliography (Informative) 155</p>	<p>APPENDIX A: TABLES AND FIGURES A-1</p>

<p>Annex B Codes, Standards and Regulations (Informative) 166</p> <ul style="list-style-type: none"> B.1 General 166 B.2 Pressure Vessel Codes and Standards 166 B.3 Codes and Standards for Pressure Piping 168 B.3.2 ASME B31.12, Hydrogen Piping and Pipelines 169 B.3.3 ASME B31.3, Process Piping (formerly, Chemical Plant and Petroleum Refinery Piping) 169 B.3.4 CGA G5.4, Standard for Hydrogen Piping Systems at Consumer Locations 170 B.4 Standards and Regulations for the Commercial, Industrial, and Non-Propellant Use of Hydrogen 170 B.4.1 NFPA 2, NFPA 55, and NFPA 50A and NFPA 50B 170 B.4.1.1 General 170 B.4.1.2 NFPA 50A, Gaseous Hydrogen Systems at Consumer Sites 171 B.4.1.3 NFPA 50B, Liquefied Hydrogen Systems at Consumer Sites 172 B.4.2 Code of Federal Regulations 172 B.4.2.1 Title 29 — Labor 172 B.4.2.2 29 CFR 1910.103, Hydrogen 173 B.5 Standard for the Propellant Use of Liquefied Hydrogen 174 B.5.1 General 174 B.5.2 Hazards Addressed 174 B.5.3 Protection for Personnel and Property 175 B.5.4 Construction Criteria 176 B.5.5 QD and Siting 176 B.5.5.1 General 176 B.5.5.2 QD Requirements for Energetic Liquids 177 	<p>APPENDIX B: ASSESSMENT EXAMPLES B-1</p> <ul style="list-style-type: none"> EXAMPLE 1: Detonation of GH₂ with air/oxygen EXAMPLE 2: Deflagration of Hydrogen with air/oxygen EXAMPLE 3: Calculation of the pressure rise with temperature for both LH₂ and SLH₂ EXAMPLE 4: Analysis of heat leak on LH₂ and ortho-to-para conversion and resulting effects on SLH₂ systems REFERENCES
<p>Annex C Figures and Tables (Informative) 186</p> <ul style="list-style-type: none"> C.1 Hydrogen Physical Data 186 C.2 Metals Data 216 C.3 Hydrogen Gaseous and Liquid Non-Propellant QD Information 221 	<p>APPENDIX C: SCALING LAWS, EXPLOSIONS, BLAST EFFECTS, AND FRAGMENTATION C-1</p> <ul style="list-style-type: none"> C.1 SCALING LAWS C.2 TYPES OF EXPLOSIONS C.3 CHARACTERISTICS OF FRAGMENTS C.4 EFFECTS OF BARRICADES ON BLAST WAVES C.5 ESTIMATES OF EXPLOSIVE YIELDS FROM COMPRESSED GAS BURSTS C.6 DEGREES OF HAZARD C.7 ADDITIONAL GUIDELINES C.8 REFERENCES
<p>Annex D Training Guidance . 225</p>	<p>APPENDIX D: CODES, STANDARDS, AND NASA DIRECTIVES D-1</p> <ul style="list-style-type: none"> D.1 GENERAL D.2 ASME BOILER AND PRESSURE VESSEL CODE D.3 CODES AND STANDARDS FOR PRESSURE PIPING <ul style="list-style-type: none"> a. General b. ASME B31.1, Power Piping c. ASME B31.3, Process Piping D.4 STANDARDS AND REGULATIONS FOR THE COMMERCIAL, INDUSTRIAL, AND NONPROPELLANT USE OF HYDROGEN <ul style="list-style-type: none"> a. General b. NFPA 50A, Gaseous Hydrogen Systems at Consumer Sites c. NFPA 50B, Liquefied Hydrogen Systems at Consumer Sites d. 29 CFR 1910.103, Hydrogen D.5 DIRECTIVES FOR THE PROPELLANT USE OF LIQUEFIED HYDROGEN <ul style="list-style-type: none"> a. General b. NASA NSS 1740.12, Safety Standard for Explosives, Propellants, and Pyrotechnics c. DoD 6055.9, DoD Ammunition and Explosives Standards D.6 REGULATIONS FOR TRANSPORTATION EQUIPMENT AND THE TRANSPORT OF HYDROGEN <ul style="list-style-type: none"> a. Regulations b. Scope of Subchapter C c. Hazard Classification for GH₂ and LH₂ D.7 REFERENCES

<p>Annex E Safety Data Sheet (SDS) (Informative) 229</p> <p>E.1 Gaseous Hydrogen . 229</p> <p>E.2 Liquid Hydrogen—Cryogenic Liquid 239</p>	<p>APPENDIX E: RELIEF DEVICES E-1</p> <p>E.1 GENERAL</p> <p>E.2 RUPTURE DISKS</p> <p>E.3 CAPACITY RATING OF RELIEF DEVICES</p> <p>E.3 REFERENCES</p>
<p>Annex F Hazard Assessment Examples (Informative) 252</p> <p>F.1 Example 1: Calculation of the Pressure Rise With Temperature for Both LH2 and SLH2 252</p> <p>F.2 Example 2: Analysis of Heat Leak on LH2 and Ortho-to-Para Conversion and Resulting Effects on SLH2 Systems 254</p> <p>F.3 Example 3: Detonation of GH2 With Air/Oxygen 257</p> <p>F.4 Example 4: Deflagration of Hydrogen With Air/Oxygen 257</p> <p>F.5 Example 5: Dispersion of Hydrogen Release 258</p> <p>F.6 Example 6: Amount of Solid Insulation (not Vacuum) Required for a Specified Test Line 261</p> <p>F.7 Example 7: Calculation for Siting an LH2 Storage Dewar 265</p> <p>F.8 Example 8: Analysis of a Pressure Relief Valve for a Cryogenic Storage Vessel 267</p> <p>F.9 Example 9: Analysis of a Hydrogen Vent/Flare System 271</p> <p>F.10 Example 10: Purging a Hydrogen System 272</p> <p>F.11 Example 11: Analysis of the Heat Leak Into a LH2 or SLH2 Transfer Line and Analysis of the Quantity of LH2 Consumed to Cool the Transfer Line 274</p>	<p>APPENDIX F: ABBREVIATIONS AND ACRONYMS F-1</p>
<p>Annex G Scaling Laws, Explosions, Blast Effects, and Fragmentation (Informative) 277</p> <p>G.1 Scaling Laws 277</p> <p>G.2 Types of Explosions 278</p> <p>G.2.1 Explosions in Buildings 278</p> <p>G.2.2 Tank Ruptures 278</p> <p>G.2.3 Vapor Cloud Explosions 279</p> <p>G.2.4 Ground-Handling System Explosions 280</p> <p>G.3 Characteristics of Fragments 280</p> <p>G.4 Effects of Barricades on Blast Waves 281</p> <p>G.5 Estimates of Explosive Yields from Compressed Gas Bursts 281</p> <p>G.5.1 Compressed Gas Bursts 281</p> <p>G.6 Degrees of Hazard 283</p> <p>G.7 Additional Guidelines 284</p>	<p>APPENDIX G: GLOSSARY G-1</p>
<p>Annex H Relief Devices (Informative) 285</p> <p>H.1 General 285</p> <p>H.2 Rupture Disks 286</p> <p>H.3 Capacity Rating of Relief Devices 286</p> <p>H.4 Recommended Principles 289</p>	<p>APPENDIX H: INDEX H-1</p>

9.1.2 Email de Andrei Tchouvelev a Rodrigo Caro de fecha 10 de enero de 2022

AT Andrei V. Tchouvelev
Re: H2 safety regulation for...
Para: Quinetic Cc: y 2 más

10 de enero de 2022 a las 17:03

Detalles

Dear Rodrigo:

Happy New Year!

Thank you for your kind message. I have recently engaged with an international organization on a full-time basis and no longer provide general consulting.

It is my pleasure, however, to copy my good friend Dr. Marc Betournay, former Principal Scientist at CanmetMINING, who actually drafted the text on mining for the new edition of CHIC. I suggest you take all consecutive discussions with Marc, if he is available. Hope this helps.

Cheers,
Andrei

[Ver más de Quinetic](#)

9.1.3 Email de Marc Betournay a Rodrigo caro de fecha 11 de enero de 2022

MB MARC BETOURNAY
Re: H2 safety regulation for mining application projects
Para: Andrei V. Tchouvelev, Quinetic,
Cc: Juan De Dios Rivera

11 de enero de 2022 a las 18:04

Ocultar

Hello Rodrigo,

Best wishes to you as well.

I was speaking with Camilo Reyes, Luis Marin Sepulveda and Byron Hurtubia at Mining 3 yesterday. I believe your name and Juan's came up as the expert that will look into risk assessment related to SERGEOMIN and the Hydra Project.

I am currently working for a Canadian engineering consulting firm (BBA Engineering, <https://www.bba.ca/>). I had been contacted along with Andrei by Mining 3, whom we had met a few years ago, to become part of their team to support their development of codes, standards and mining regulations for the HYDRA Project.

I am currently reporting to Mining 3 on a cross-section of relevant new and historical regulatory, hydrogen technology, risk assessments, and safety aspects, which will support Chile's and Australia's mine regulations as well as feed into recommendations for broad international engineering code, standard and regulatory uptake for mine vehicle hydrogen power adoption.

I look forward to hearing from you.

Marc Bétournay

[Ver más de Quinetic](#)

9.1.4 Tren mina subterránea FC, Sudáfrica

El año 2012 en Sudáfrica, Anglo American Platinum (Amplats) comenzó el desarrollo de una locomotora de 10 toneladas para uso en minería, impulsada por celdas de combustible con catalizador en base a platino⁷⁸. El proyecto se desarrolló entre Amplats, la empresa Vehicle Projects Inc., Trident South Africa y Battery Electric Ltd. Inicialmente se consideró desarrollar el piloto en la mina Khomanani Platinum en Rustenburg, y posteriormente desarrollar cinco locomotoras para ser probadas en la mina Dishaba en la provincia de Limpopo⁷⁹. Las celdas de combustible utilizadas fueron de la empresa Ballard Power Systems. El objetivo del proyecto fue demostrar la capacidad superior en eficiencia energética y productividad de las locomotoras accionadas por celdas de combustible a H2.

78 https://www.saimm.co.za/Conferences/Pt2012/533-546_Miller.pdf

79 <https://www.newswire.ca/news-releases/ballard-and-anglo-american-platinum-limited-partner-on-a-range-of-clean-energy-fuel-cell-applications-in-south-africa-510204361.html>

El desarrollo del proyecto sudafricano se basó en un proyecto previo desarrollado en USA por Placer Dome Mining Company y la empresa Vehicle Projects Inc. el año 2002, en el que se desarrolló la primera locomotora a celdas de combustible del mundo para aplicaciones subterráneas de extracción de oro. La potencia de la locomotora era de 17 kW y el hidrógeno se almacenó en tanques conteniendo hidruros metálicos. El proyecto fue financiado por Placer Dome, el Departamento de Energía. de EE. UU. (DOE) y el Gobierno de Canadá desde su inicio en 1999 hasta su finalización en 2002.

Para el proyecto se consideró que, por seguridad, el almacenamiento de hidrógeno en vehículos subterráneos sería en base a hidruros metálicos, que el hidrógeno sería producido en la superficie y llevado vía tuberías al sistema de dispensado en el interior de la mina. El tren de potencia de la locomotora empleó una celda de combustibles PEM modelo "FCvelocity-9SSL V4 stack" fabricadas por la empresa Ballard y baterías K2 de ion litio fierro fosfato, que le permitió obtener una potencia neta de 45 kW por aproximadamente 10 minutos.

Se desconoce el resultado de las pruebas ya que a julio del año 2013 aún no habían comenzado las pruebas en mina debido a problemas técnicos en las pruebas de superficie⁸⁰. Por otro lado, no se encontraron nuevos antecedentes en las búsquedas realizadas en internet. Sin embargo, en la actualidad Anglo American⁸¹ está en conversaciones con la empresa australiana Aurizon para el desarrollo en Australia de trenes de superficie que transporten mineral desde las minas a las plantas de tratamiento de minerales.

9.1.5 HySA Infraestructura Sudáfrica

HySA Infraestructura es un programa del Departamento de Ciencia e Innovación de Sudáfrica⁸². Fue creado como un Centro de Competencia y está asociado a la Universidad de North West (NWU). Dentro de su visión declara el ser líder mundial y comercialmente relevante en la cadena de valor del hidrógeno verde: producción de hidrógeno verde (con recursos solares), compresión, almacenamiento y suministro de hidrógeno. Para lo anterior busca desarrollar asociaciones con OEMs, inversionistas e instituciones de investigación que sean líderes en el mundo. También tiene como objetivo crear casos científicos y comerciales a través de actividades de investigación, desarrollo y demostración: creación de conocimiento, demostración de tecnologías, asociación con stakeholders y, también, promover beneficios mutuos con el Platinum Group Metals (PGM). En particular resalta que su visión es que la minería limpia reemplace a la minería basada en diésel, por lo que apoyan al sector minero para que adopte sistemas de propulsión basados en hidrógeno, permitiéndoles descarbonizar sus operaciones. Para una descripción más detallada de la historia de HySA y de sus objetivos se recomienda consultar el paper del Dr. Dmitri Bessarabov "Infrastructure within HySA National Program in South Africa: road map and specific needs" (Bessarabov, Infrastructure within HySA National Program in South Africa: road map and specific needs, 2012).

Hysa Infraestructura está dirigido por el Dr. Dmitri Bessarabov, quien señala lo complejo de redactar una norma para aplicar en un recinto minero, debido a la multiplicidad de factores del sistema minero, como por ejemplo, el polvo y su efecto en los diferentes equipos y componentes estacionarios y móviles (entrevista en Anexo 7.1.2.C y 7.1.2). También señala que no existen a la fecha norma mineras para el H₂⁸³ y que, debido a lo planteado en el punto anterior, se requerirá de mucho tiempo y esfuerzo para desarrollarlos.

80 <http://www.promethium.co.za/wp-content/uploads/2013/09/Modern-Mining-Article.pdf>

81 https://www.miningweekly.com/article/anglo-american-and-aurizon-study-hydrogen-trains-2021-12-13/rep_id:3650

82 <https://hysainfraestructure.com/sample-page/vision/>

83 La entrevista se realizó antes de la publicación de la norma CAN/BQN 1784-000/2022.

También, indica que las empresas mineras que están desarrollando programas con hidrógeno emplean las normas de seguridad industriales del hidrógeno como gas inflamable.

HySA infraestructura se ha concentrado principalmente en investigación asociada al uso del hidrógeno en minería subterránea y señala que los riesgos y tecnologías asociados con la entrega, el almacenamiento y el uso subterráneo del hidrógeno, primero deben investigarse y demostrar que son seguros de emplear en un ambiente minero.

Para ello durante el año 2017, diseñó y construyó una instalación de prueba⁸⁴ de ventilación de minería subterránea (VTF) en las instalaciones de HySA en la NWU. Con ello se busca evaluar riesgos asociados a tecnologías de almacenamiento de hidrógeno en un entorno confinado como lo son los túneles mineros. La instalación incluye un sistema de ventilación de 50 m de largo, un compresor de aire, generación electrolítica de hidrógeno in situ alimentada por energía fotovoltaica, opciones de almacenamiento de hidrógeno (en forma de líquido orgánico transportador de hidrógeno (LOHC) y gas comprimido), así como un sistema dispensador y un conjunto de sensores de hidrógeno.

9.1.6 H2 Grúa horquilla para empleo en “Impala Refining Services”

La empresa minera Impala Platinum (Amplats) desarrollo entre los años 2012 al 2016 una grúa horquilla potenciada mediante celdas de combustible. El proyecto consistió en una prueba de concepto y operó desde el 2016 hasta el 2017⁸⁵. La grúa horquilla fue operada en la refinería “Impala Refining Services” de Amplats localizada en la provincia de Guten. En el proyecto participaron Impala Platinum Refineries, Hydrogen South Africa (HySA) Systems, la University of West Cape (UWC) y el Ministerio de Ciencia y Tecnología (DST).

El proyecto consistió en el diseño, desarrollo y fabricación de las celdas de combustible, del sistema de almacenamiento a bordo en base a hidruros metálicos y del sistema de dispensado. Todos ellos se integraron en la Grúa horquilla⁸⁶. El almacenamiento de hidrógeno como hidruro metálico es descrito como una ventaja⁸⁷ ya que permite trabajar a baja presión de 180 bar, aumentando la seguridad respecto de aquellos sistemas que almacenan hidrógeno gaseoso y que operan a 350 bar, y requieren un compresor de hidrógeno de alta presión.

9.1.7 Desarrollo CAEX y “blasthole drill rig” propulsado por H2 FC, Australia

De acuerdo a algunas publicaciones de prensa⁸⁸, la empresa australiana de minerales de hierro Fortescue, se encuentra desarrollando una Camión de extracción de mineral (CAEX) y un equipo de perforación de pozos para tronadura en mina a rajo abierto. Para lo anterior formó la empresa Fortescue Future Industries (FFI) localizada en la ciudad de Perth. De acuerdo a lo anterior FFI, diseñó y construyó un CAEX demostrativo impulsado por hidrógeno a través de celdas de combustibles y baterías, el que estaría en periodo de pruebas actualmente. La información señala que podría entrar en operación entre el 2025 al 2030. Similar información es entregada respecto al equipo de perforación para tronaduras el que habría comenzado sus pruebas durante el año 2021 y tendría un costo de 31 millones de dólares australianos aproximadamente.

84 https://www.miningweekly.com/article/industry-keen-on-cleaner-hydrogen-fuel-cell-based-ventilation-2019-11-05/rep_id:3650

85 https://www.oecd.org/dev/Session-4_Impala-Platinum_F-Smith.pdf

86 <https://www.implats.co.za/stories/Harnessing-PGMs-for-fuel-cell-technology.php>

87 <https://www.polity.org.za/article/dst-science-and-technology-on-unveiling-of-prototype-hydrogen-powered-forklift-2016-03-01>

88 <https://im-mining.com/2021/08/30/fortescue-future-industries-begins-testing-hydrogen-powered-mining-truck-blasthole-drill-rig/>

A pesar de la información de prensa no fue posible encontrar información de tipo técnica respecto de ninguno de los dos proyectos.

9.1.8 RAGLAN Mine Renewable Electricity Smart-Grid Pilot Demonstration, Canadá

En Canadá, en la mina Raglan, propiedad de la empresa minera Glencore, que se encuentra ubicada en el norte de Quebec (Nunavik), se incorporó como sistema de respaldo de energía, un sistema de generación y almacenamiento de hidrógeno junto a otras formas de almacenamiento. Dada la localización, la mina se alimentaba por un sistema de energía fuera de la red, en base a más de 20 generadores con motor a combustión interna, con un consumo de varios miles de litros de diésel por hora.

Para reducir la huella de carbono y la dependencia de diésel, se instalaron dos turbinas eólicas en el sitio de la mina Raglan, junto a varios sistemas de almacenamiento que incluyen baterías de iones de litio, celdas de combustible de hidrógeno y un volante de inercia. Los sistemas de almacenamiento sirven como reserva de energía para compensar la variación en la generación eólica y la reducción en la reserva de rotación de los generadores diésel. Los aerogeneradores son capaces de entregar una potencia de 6 MW⁸⁹ en condiciones de viento favorable.

La mina Ranglan es una mina subterránea de níquel, cobre y cobalto. Las producciones durante el año 2020 fueron de 39.230, 8.998 y 827 toneladas de níquel, cobre y cobalto respectivamente.⁹⁰

9.1.9 Mina experimental de NRCan y CanmetMining en Val-d'Or, Quebec, Canadá⁹¹

El organismo canadiense denominado "Natural Resources Canada" (NRCan)⁹², perteneciente al Ministerio de Recursos Naturales de Canadá, tiene como misión desarrollar políticas y programas que mejoren la contribución del sector de recursos naturales a la economía, mejorar la calidad de vida de todos los canadienses, y liderar la ciencia innovadora en diferentes instalaciones a lo largo de Canadá, de manera de poder generar ideas y transferir tecnologías. Para lo anterior considera ocho áreas principales, a saber: fuentes y distribución de energía, bosques y silvicultura, minerales y minería, ciencias de la tierra, eficiencia energética y ciencia de datos. Dentro de este contexto, NRCan, a través de CanmetMINING, cuenta con instalaciones en una mina experimental localizada en Val-d'Or, estado de Quebec, a 300 km al oeste de la ciudad de Ottawa.

En las instalaciones de la mina experimental, NRCan diseñó, instaló y opera, una cámara de pruebas de hidrógeno. En ella se realizan experimentos simulando un ambiente minero subterráneo donde se genera conocimiento respecto de los riesgos y las tecnologías asociadas con la entrega, el almacenamiento y el uso subterráneo de hidrógeno, definiendo si su uso es seguro o no en un ambiente minero.

Algunas de las pruebas que se han desarrollado, permiten simular fugas de gas que podrían ocurrir en un tanque de almacenamiento de hidrógeno, en un rango de presiones desde 300 psi y hasta 6000 psi aproximadamente.

Las modelaciones y simulaciones desarrolladas, junto a las pruebas de alta presión con la cámara de prueba de hidrógeno, permitirían generar recomendaciones acerca de las mejores prácticas para priorizar la seguridad.

89 <https://www.bba.ca/projects/integration-of-wind-power-generation-and-storage-to-the-raglan-mine-power-system>

90 <https://www.glencore.ca/en/raglan/what-we-do/our-mining-activity>

91 <https://www.nrcan.gc.ca/simply-science/cleaner-digging-hydrogen/21757>

92 <https://www.nrcan.gc.ca/home/about-us/10838>

Por otro lado, CanmetMINING, es una rama de ciencia y tecnología del sector de minerales y metales de NRCan, que cuenta con instalaciones en Ottawa, Val-d'Or, Sudbury y Smithers, y se consideran líderes en el desarrollo y despliegue de tecnologías innovadoras de minería verde. Esta organización busca desarrollar y promover la adopción de tecnologías y prácticas para mejorar la competitividad general y el desempeño ambiental del sector minero canadiense⁹³. Cuenta con tres líneas de negocio: extracción, procesamiento y medio ambiente, las que materializa en gran medida en asociación con la industria, los gobiernos provinciales, otros departamentos federales, universidades y agencias internacionales.

9.1.10 HYBRIT, Suecia

El año 2017 se lanzó el programa HYBRIT⁹⁴, con un horizonte de cuatro años y con el objetivo de reemplazar los combustibles fósiles (carbón y coque) en el proceso de producción de hierro. El proyecto se desarrolló con el apoyo de la Agencia de Energía Sueca quién aportó 51,3 millones de euros y la alianza público-privada de tres empresas: LKAB (productor de hierro- empresa pública), la empresa Vattenfall (empresa pública de servicios) y la empresa SSAB (productor de acero) junto a universidades y centros de investigación.

El programa consideró pruebas en laboratorios y a escala industrial y su objetivo fue investigar y evaluar posibles formas de hacer que la cadena de valor de producción de hierro y acero fuera libre de combustibles fósiles, y proporcionar una base para futuras estrategias industriales. Para lo anterior se materializaron seis paquetes de trabajos de I+D, y se construyeron dos plantas pilotos para el empleo con hidrógeno verde.

Los paquetes de trabajos tuvieron relación con: 1) abastecimiento de electricidad verde y los efectos sobre el sistema eléctrico, 2) producción y almacenamiento de hidrógeno, 3) producción de pellets de hierro libres de combustibles fósiles, 4) reducción de mineral de hierro basado en tecnologías de hidrógeno, 5) producción de acero a partir de mineral de hierro reducido con hidrógeno y 6) Integración del sistema y materialización de la transición a la producción de hierro y acero a base de hidrógeno con energía libre de fósiles.

A la fecha del presente informe el proyecto logró producir a escala industrial la primera tonelada de acero libre de combustible fósil usando hidrógeno verde⁹⁵.

9.1.11 Fuel Cell Hydrogen Mining Loader (LHD), USA

Durante los años 2004 al 2008 el DOE⁹⁶ de USA, financió un proyecto para el desarrollo de un cargador frontal de bajo perfil para minería subterránea, conocido como LHD, en una mina localizada en Nevada, basado en un tren de potencia de celdas de combustible a hidrógeno. El proyecto fue desarrollado por la empresa Vehicle Projects Inc. bajo el contrato N° DOE-Award No. DE-FC3601GO11095. El proyecto logró desarrollar y probar en ambiente de una mina subterránea un LHD basado en celdas combustible de hidrógeno. De las pruebas se obtuvieron datos técnicos iniciales que son presentados en el reporte. El proyecto consistió en la reconversión de un LHD Caterpillar R 1300 Diésel a celdas combustibles. El LHD tiene Potencia bruta: SAE J1995 de 123 kW y una capacidad de carga útil nominal de 6800kg⁹⁷. Cabe resaltar que el sistema de almacenamiento de hidrógeno se diseñó en base a hidruros metálicos

93 https://ami-aim.ca/sites/default/files/2018-12/CanmetMININGs%20Industry%20Impact%20thourgh%20Green%20Mining%20Innovation_e.pdf

94 <https://www.hybritdevelopment.se/en/research-project-1/>

95 <https://www.smithsonianmag.com/smart-news/green-steel-produced-first-time-180978550/>

96 <https://www.osti.gov/biblio/990290>

97 https://www.cat.com/es_US/products/new/equipment/underground-hard-rock/underground-mining-load-haul-dump-lhd-loaders/18192466.html

con el fin de minimizar posibles fugas de hidrógeno. El proyecto terminó en diciembre de 2008 debido a recortes presupuestarios. No se encontraron posteriores referencias al citado proyecto. En el link de la nota al pie con el N° 46 se puede acceder al reporte completo del desarrollo del LHD a hidrógeno.

9.1.12 Dual fuel hydrogen-Diesel combustion system for mining haul trucks

El proyecto de Combustión dual H₂/diésel para camiones mineros lo ejecutó la empresa ALSET, quién lideró un consorcio formado las Universidades Universidad de Santiago de Chile, la Pontificia Universidad Católica de Chile, la empresa Acciona, las empresas mineras Anglo American Sur S.A., Compañía Minera Del Pacífico S.A. y BHP, la empresa Ntt Data Institute Of Management Consulting, Inc. y la empresa ENGIE CHILE S.A. El objetivo del proyecto era materializar un piloto para el uso del Hidrógeno en combustión dual para camiones de grandes tonelajes en la minería. Dicho consorcio fue financiado a través del Proyecto Corfo 18PTECHD-89484 el que considera un financiamiento de CLP 3.500.000.000 y actualmente se encuentra en etapa de cierre. Durante su desarrollo no se realizaron pruebas piloto, por lo que no hay referencias y posibles lecciones aprendidas que mencionar.

9.1.13 Uso de Celdas combustibles de H₂ para cargador frontal LHD, en minería subterránea

La universidad Técnica Federico Santa María (USM) lideró un consorcio de Electromovilidad minera mediante celdas combustibles. Dicho consorcio estuvo integrado por la Agencia Chilena de Eficiencia Energética, el Instituto Fundación Fraunhofer Chile Research, el Centro Nacional de Hidrógeno, la Fundación Hidrógeno Aragón y la empresa Linde Gas Chile S.A. El objetivo del consorcio era transformar un vehículo de proceso minero LHD, de diésel a eléctrico, empleando celdas combustibles a H₂ para la generación de electricidad. También tuvo como objetivos la disminución de emisiones de CO₂ en minería, al reemplazar diésel por hidrógeno, apoyar a la minería en la producción de cobre verde, impulsar la penetración de nuevas fuentes de energía en la industria minera nacional (Hidrógeno) y desarrollar capacidades y tecnologías necesarias para potenciar la Electromovilidad en Chile. Este consorcio fue financiado a través del proyecto Corfo 18PTECC-89477 por un total de CLP 650.000.000, y actualmente se encuentra en etapa de cierre.

A la fecha el proyecto desarrolló un prototipo de camioneta de uso civil con celdas de combustible, no desarrollando aplicaciones en equipos mineros, por lo que no hay referencias y posibles lecciones aprendidas que mencionar.

9.1.14 Grúa horquilla a H₂, Anglo American Chile, Las Tórtolas

A mediados del año 2021, Anglo American comenzó el desarrollo del piloto de hidrógeno consistente en un sistema que aborda toda la cadena de valor del hidrógeno, desde. La producción hasta su consumo en una grúa horquilla potenciada con una celda de combustible de 10 kW⁹³. El hidrógeno es producido mediante un electrolizador; provisto por la empresa Green Hydrogen, que es alimentado de electricidad desde dos plantas solares construidas al interior de las instalaciones de Anglo American de Las Tórtolas, una de ellas instalada sobre un depósito de relaves de 86 kW de potencia; y otra de genera 100 kW de potencia. El electrolizador tiene una capacidad de producción de 2 kgH₂ por día (2 Nm³/h). El hidrógeno

93 https://ami-aim.ca/sites/default/files/2018-12/CanmetMININGs%20Industry%20Impact%20thorough%20Green%20Mining%20Innovation_e.pdf

94 <https://www.hybriddevelopment.se/en/research-project-1/>

95 <https://www.smithsonianmag.com/smart-news/green-steel-produced-first-time-180978550/>

96 <https://www.osti.gov/biblio/990290>

97 https://www.cat.com/es_US/products/new/equipment/underground-hard-rock/underground-mining-load-haul-dump-lhd-loaders/18192466.html

98 <https://www.guiaminera.cl/loreto-maturana-entrega-detalles-de-avances-de-anglo-american-en-chile-en-hidrogeno-verde/>

gaseoso es dispensado a la grúa horquilla mediante una estación surtidora de hidrógeno de 350 barg, provisto por la empresa Side H. El proyecto también considera una celda de combustible estacionaria de hidrógeno de 5 kW de potencia de salida; provisto por la empresa Plug Power, para la producción de energía eléctrica, cuando la grúa horquilla no se encuentre en funcionamiento.

El sistema esta contenido en dos módulos⁹⁹, siendo el primero para la generación de hidrógeno mediante un electrolizador y el segundo módulo para la compresión, almacenamiento y suministro de hidrógeno a grúas horquillas. Además, considera una grúa horquilla potenciada con celdas de combustible. Los componentes del primer módulo consisten en un sistema de tratamiento de agua, un electrolizador y su sistema de enfriamiento asociado, un secador de hidrógeno, un rack de acumulación de baja presión compuesto por 10 cilindros. Los componentes del segundo módulo son: un compresor (de 50 a 450 barg), un sistema de acumulación de alta presión compuesto por 5 cilindros, un sistema dispensador y una celda de combustible estacionaria. Los tanques de almacenamiento de baja y alta presión están ubicados sobre el contenedor.

El jefe del proyecto de Grúa Horquilla potenciada con celdas de combustible es Loreto Maturana (LM) y respecto de las lecciones aprendidas durante el proceso de implementación y de la operación del piloto (Entrevista en Anexo 7.1.3.B) señala el impacto negativo del polvo ambiente sobre el proceso y los equipos. Lo anterior los llevó a modificar los planes de mantenimiento, acortando los períodos entre uno y otro. El polvo también afecta el rendimiento y disponibilidad de los compresores.

La humedad ambiente también ha sido un tema a considerar, dado que los equipos; en general, están diseñados para trabajar en rangos de humedad mas estrechos que los que se encuentran en un ambiente minero.

También, resalta algunos aspectos técnicos que influyeron en la forma de operar y el cumplimiento de los protocolos de seguridad de la compañía. En efecto, los estándares señalan que cada vez que se carga combustible, se debe cortar toda forma de energía en el equipo, lo que atenta contra la vida útil de la celda de combustible (FC). Por lo anterior y para evitar apagar la celda de combustible muy seguido, esta debe permanecer encendida durante toda la jornada de trabajo. Por otro lado, el apagado de una FC no es instantáneo y demora algunos minutos.

Otro de los aspectos que señala LM, es la falta de capacidades locales, lo que se refleja en no contar con capacidad de respuesta frente a incidentes o fallas. Al respecto deben acudir al vendor cada vez que tienen un problema, lo que impacta en la continuidad operacional.

9.1.15 Operaciones mineras con H2, Minera San Pedro, Centro Nacional de Pilotaje

El Centro Nacional de Pilotaje tiene una alianza con la Minera San Pedro para el desarrollo de proyectos de hidrógeno y que en conjunto presentaron el proyecto al concurso que materializó durante el año 2021 la aceleradora de hidrógeno de la Agencia de Sostenibilidad Energética. El proyecto tiene por nombre: "Integración de Sistemas H2v en Entorno Minero para Respaldo Energético y Desarrollo de Capacidades" y fue presentado durante la entrevista.

De acuerdo a lo que señala Patricio Lillo (Entrevista en Anexo 7.1.3.D) el proyecto se localiza en las instalaciones de minera San Pedro, ubicada en la Comuna de Til, a una altitud de 575 msnm.

Los objetivos declarados del proyecto son:

- Sustituir combustibles fósiles en campamento minero para reducción de huella de carbono.
- Generar capacidades de pilotaje y validación de tecnologías que utilicen H₂v.
- Habilitar posterior utilización de H₂v en equipos y aplicaciones mineras de mayor complejidad técnica.

Para cumplir con los objetivos, el Jefe del proyecto del CNP, Richard Gómez (Entrevista en Anexo 7.1.3.E) señala que proyecto consiste en un sistema de producción de hidrógeno por medio de un electrolizador alcalino, con una capacidad de producción de 0,26 tH₂/año, que es alimentado de energía eléctrica proveniente de paneles fotovoltaicos ubicados en dos sectores de la mina San Pedro sumando una potencia aproximada de 3 MW. El hidrógeno producido será secado y purificado y, posteriormente almacenado en un tanque buffer. Posteriormente, el hidrógeno será extraído del tanque buffer y será almacenado a la presión de salida del electrolizador en un paquete de cilindros con una capacidad total de almacenamiento de 1 m³. De acuerdo a Patricio Lillo en esta etapa no se considera un compresor de hidrógeno, lo que será contemplado en las etapas siguientes. Los cilindros se trasladarán mediante un carro de transporte hasta el sector donde se encuentra la celda combustible estacionaria; ubicada a 10 km de distancia del electrolizador, de 3,2 kW de potencia con una capacidad de consumo de 0,21 kgH₂/h. La energía eléctrica producida por la celda de combustible estacionaria será empleada para abastecer de energía al campamento minero de minera San Pedro.

El proyecto está considerado en tres etapas siendo la descrita la primera. La segunda y tercera etapa buscarán llegar a un nivel de producción industrial de hidrógeno incrementando la producción a 1,6 al año entre 2023 y 2025 y 78 toneladas de hidrógeno al año desde el 2026 adelante.

Respecto de temas de seguridad y riesgos, RG señala que utilizaron la metodología HAZID y que se están guiando por los siguientes estándares y guías técnicas de seguridad: guía de proyectos de hidrógeno de la SEC y de SERNAGEOMIN, la norma NFPA 2 "Hydrogen Technologies Code", la recomendación técnica ISO/TR 15916 "Basic considerations for the safety of hydrogen systems", el Decreto N° 40 del Ministerio del Trabajo y Previsión Social sobre de prevención de riesgos profesionales y el DS 43 Reglamento de Almacenamiento de Sustancias Peligrosas.

En la primera etapa participan minera San Pedro, el CNP y El Centro de energía de la Pontificia Universidad Católica de Chile, la Universidad de Chile, la Universidad Federico Santa María, Minivex, la empresa TRA representante en Chile de Plug Power y la empresa Enapter.

9.1.16 Comportamiento Buses en condiciones mineras

Coppec participó el año 2020 en el Programa de Energías Renovables y Eficiencia Energética de la GIZ, con un proyecto cuyo objetivo buscaba analizar el desempeño técnico de un bus a celdas de combustible en condiciones exigentes, como una ruta minera de gran altura. El estudio fue desarrollado por la consultora alemana Ludwig Bölkow Systemtechnik, y se encuentra disponible en la dirección email de la nota al pie de página¹⁰⁰. No se encontró mayor información respecto de un potencial piloto por parte de Coppec, solo una declaración; en octubre del 2021, del interés de esta compañía señalando que se espera que el estudio realizado por GHIZ, sirva de base para la implementación de un proyecto piloto para el transporte de trabajadores mineros.¹⁰¹

100 <https://www.4echile.cl/videos/webinar-buses-a-hidrogeno-para-mineria-e-industria-2/>

101 <https://www.portalminero.com/wp/estudian-funcionamiento-de-buses-con-celdas-de-combustible-a-hidrogeno/>

9.1.17 Power to transport H2 solar project

AirLiquide y Atamostec¹⁰² en conjunto planean desarrollar un sistema de transporte para trabajadores mineros basados en buses de celdas combustibles de hidrógeno verde en la Región de Antofagasta. El proyecto tiene como objetivo desplegar Buses Eléctricos de Celda de Combustible que sean capaces de operar bajo condiciones desérticas como altitud, temperaturas extremas, entre otras. El proyecto se encuentra en etapa de estudio de prefactibilidad y considera una fase piloto de generación de 48 toneladas de hidrógeno verde al año y la operación de hasta 3 buses al 2023, lo que en una segunda fase se incrementará a 20 buses durante ese año y hasta el 2025, y desde esa fecha en adelante se incrementaría la flota de buses a 50 unidades.

Airliquide será, además, el proveedor de tecnología y de la producción y dispensado de hidrógeno. El Centro de desarrollo energético de Antofagasta (CDEA) proveerá la energía eléctrica de fuentes renovables, la Universidad de Antofagasta aportará capacidad técnica local y CEA LITEN realizará los estudios de factibilidad y diseñará la infraestructura del piloto

9.1.18 Producción de cobre a partir de concentrados en base a tecnologías de H2

El proyecto de producción de cobre a partir de concentrados en base a tecnologías de hidrógeno es liderado por la Universidad de Concepción y forma parte de la iniciativa denominada "Green Copper"¹⁰³. El jefe del proyecto es el Dr. Roberto Parra (RP) del departamento de metalurgia (entrevista en Anexo 7.1.3C) quien junto a los Doctores Igor Wilkomirsky, Eduardo Balladares y Fernando Parada forman el equipo de desarrollo del proyecto. RP señala que actualmente se encuentran desarrollando el proyecto relacionado a tecnología de oxidación-reducción de concentrados de cobre. Este proyecto se basa en experiencias previas de la UdeC en temas de tratamientos de concentrados de cobre con hidrógeno.

El proyecto está siendo transferido de etapa experimental en laboratorio a una etapa semipiloto y actualmente permite trabajar con un flujo pequeño de concentrado de Cu. Mediante un reactor cerrado, que opera en fase sólido/gas a temperaturas entre 800 a 850°C, evita las fases fundidas, optimizando el proceso al consumir un 50% menos de energía que el proceso convencional, además de producir cobre metálico empleando hidrógeno verde¹⁰⁴. RP señala que, dada las características del proceso, se aprovecha completamente el concentrado de cobre generando, además, magnetita o hierro metálico, sal de molibdeno y concentrado de sílice, por lo que no se producen o generan escorias.

RP también señala que actualmente están terminando de ensamblar una planta semi-piloto de capacidad de 40 a 50 kg de concentrado de Cu por hora. Entre los años 2022 al 2024 consideran realizar pruebas a escala semi-piloto de todas las operaciones unitarias integradas y a partir del 2025 al 2028 operar una planta de demostración Piloto en funcionamiento continuo 5 ton/día o en su defecto, desarrollar una planta de demostración comercial en funcionamiento continuo 50 o 100 ton/día. Ambas alternativas serían localizadas en alguna faena minera.

A la fecha el proyecto ha dado lugar a la solicitud de Patente N°201903246, INAPI presentada el 13 de noviembre de 2019, y a la solicitud PCT/CL2020/050139, presentada el 21 de octubre de 2020.

102 https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/green_h2_strategy_chile.pdf

103 <https://www.electromov.cl/2020/11/14/udec-desarrolla-tecnologia-basada-en-hidrogeno-verde-para-procesamiento-de-concentrados-de-cobre/>

104 <https://www.4echile.cl/publicaciones/webinar-proyectos-de-innovacion-en-mineria-en-chile/>

9.1.19 Refinación de acero mediante H2

En marzo del año 2021, la empresa Compañía Siderúrgica Huachipato¹⁰⁵ S.A. (CSH), filial de CAP, y Paul Wurth, empresa europea del grupo SMS, firmaron un Acuerdo de Cooperación Tecnológica para explorar la viabilidad de la transición de las operaciones de la siderúrgica de CAP hacia una producción baja en emisiones de carbono, que le permita producir “acero verde”, a través del uso del hidrógeno verde en el proceso de producción y refinación de acero.

El proyecto se encuentra en etapa de idea y, de acuerdo a fuentes de prensa, CAP tendría considerado el diseño, desarrollo y operación de una planta piloto para el año 2023 con miras a fabricar acero verde al año 2030¹⁰⁶.

9.1.20 Revisión de Regulaciones, normas y guías de hidrógeno

Para los efectos de este trabajo, en los tres párrafos siguientes se entrega una definición precisa a las expresiones regulación, normas, y guías de seguridad. Estas definiciones están tomadas de reconocidos documentos nacionales e internacionales, pero no son universalmente aceptadas; se escogieron para que este documento se entienda sin ambigüedad.

Regulación. Es el conjunto de reglamentos emitidos por una autoridad que tienen aplicación obligatoria en la región y campo de su competencia. Incluiremos en esta definición los reglamentos de autoridades internacionales o multinacionales como la Comisión Económica de las Naciones Unidas para Europa (CEPE) y la Unión Europea (UE).

Norma. Conjunto de reglas consensuadas por un Comité Técnico dirigido por un organismo reconocido. Las normas no son obligatorias a menos que un reglamento las cite o refiera. Corresponde en inglés a la palabra standard. También corresponde a code cuando la norma especifica requerimientos generales de diseño, instalación, montaje y uso, sin establecer requisitos específicos para equipos, componentes y materiales; los requisitos de estos últimos son referidos a normas específicas. Con frecuencia las normas tipo code se hacen como un reglamento modelo para ser adoptado por una autoridad, en cuyo caso son referidas como “model codes”.

Guías de seguridad. También llamadas mejores prácticas y codes of practice, son el conjunto de procedimientos y métodos que producen resultados seguros de acuerdo con la experiencia práctica e investigación (Tchouvelev, de Oliveira, & Neves Jr., 2019). Pueden ser emitidas por un organismo normativo, por otro de reconocida competencia, o por empresas con gran experiencia.

9.1.20.1 Regulaciones

En la mayoría de los países existen regulaciones para gases inflamables (como sustancia peligrosa), gases comprimidos y fluidos criogénicos que afectan al hidrógeno. Sin embargo, estas regulaciones suelen ser poco específicas o muy restrictivas para las aplicaciones energéticas del hidrógeno, por lo que hay interés en crear regulaciones específicas para él. La falta de especificidad de las regulaciones existentes puede permitir se de origen a situaciones de riesgo inaceptable. Lo mismo ocurre con las aplicaciones del hidrógeno en minería, que se rigen por las regulaciones existentes, pero con los mismos problemas mencionados.

105 <https://www.cap.cl/cap/sala-de-prensa/filial-de-cap-y-paul-wurth-sms-group-unen-fuerzas-para-descarbonizar/2021-03-17/103333.html>

106 https://www.mch.cl/2022/01/31/compania-siderurgica-huachipato-desarrolla-activa-gestion-para-contribuir-con-una-mineria-mas-verde/?utm_source=Newsletter+Grupo+Editorial+EDITEC&utm_campaign=866dd57b42-EMAIL_CAMPAIGN_2022_01_31_10_50&utm_medium=email&utm_term=0_24864427d2-866dd57b42-67730146#

Tabla 9-1 Reglamentos de la UE y EE. UU. Aplicables al hidrógeno

Directiva 1999/92/EC	Protección de los trabajadores expuestos a atmósferas explosivas
Directiva 2014/68/EU	Armonización de legislaciones sobre comercialización de equipos a presión (PED)
Directiva 2012/18/EU	Control de riesgos de accidentes graves de sustancias peligrosas (SEVESO)
Directiva 2014/34/UE	Armonización de legislaciones sobre aparatos y sistemas de protección de atmósferas explosivas (ATEX)
Directiva 98/24/CE	Protección de los trabajadores contra agentes químicos
29 C.F.R. §1910.103	Hydrogen
29 C.F.R. §1910.101	Compressed gases
29 C.F.R. §1910.119	Process safety management of highly hazardous chemicals

Por otro lado, la Comisión Económica Para Europa (CEPE) de las Naciones Unidas ha publicado varios reglamentos modelos aplicables a la seguridad del hidrógeno. Dos de ellos que se listan en la Tabla 9-2, tratan la homologación de vehículos a hidrógeno, . Estos documentos pretenden guiar la reglamentación de los países respecto a la homologación de seguridad de estos vehículos. Aunque no están hechos para vehículos mineros, sirven de orientación para establecer las medidas de seguridad que se debieran tomar para estos últimos. El tercero es un reglamento modelo para el transporte de mercancías peligrosas (CEPE, 2019), que sirvió de base al Acuerdo Europeo sobre transporte internacional de mercancías peligrosas por carretera, comúnmente llamado ADR (BOE, 2021). Este último es una buena referencia para elaborar un reglamento de transporte terrestre de hidrógeno. En efecto, este documento de 1.093 páginas cubre el transporte terrestre de hidrógeno con mucho detalle y considera los envases más corrientes. Sin embargo, la complejidad del documento, que aplica a todo tipo de mercancía peligrosa, hace aconsejable redactar, a partir de él, uno específico para el hidrógeno, para facilitar su uso.

Tabla 9-2 Reglamentos modelos para la homologación de vehículos a hidrógeno

CEPE GTR 13 2013	Global technical regulation on hydrogen and fuel cell vehicles
CEPE 134 2015	Uniform provisions concerning the approval of motor vehicles and their components with regard to the safety-related performance of hydrogen fuelled vehicles (HFCV)

9.1.20.2 Normas

Existen más de 400 normas específicas para la seguridad de las instalaciones de hidrógeno, su operación y mantenimiento. Posiblemente la mejor base de datos de acceso público es la que mantiene actualizada la Fuel Cell and Hydrogen Energy Association (FCHEA)¹⁰⁷, pero también se puede consultar la página web mantenida por H2Tools¹⁰⁸, que contiene un enlace a la base de datos de la FCHEA. Esta asociación reúne a las principales compañías y organizaciones que están liderando el desarrollo de las tecnologías del hidrógeno limpio¹⁰⁹. En esta sección se resumen sólo las principales normas generales.

9.1.20.2.1 NFPA 2 Hydrogen technologies code

Este código proporciona normas de seguridad fundamentales para la producción, instalación, almacenamiento, tuberías, uso y manipulación de hidrógeno en forma de gas comprimido (GH2) o líquido criogénico (LH2).

107 <http://www.fuelcellstandards.com/ohome.html>

108 <https://h2tools.org/codes-standards>

109 <https://www.fcchea.org/>

9.1.20.3 NFPA 497 Recommended Practice for the Classification of Flammable Liquids, Gases, or Vapors and of Hazardous (Classified) Locations for Electrical Installations in Chemical Process Areas.

Esta norma presenta prácticas recomendadas y criterios para determinar los peligros de inflamabilidad en áreas de procesos químicos utilizando líquidos, gases o vapores inflamables para ayudar en la selección de sistemas y equipos eléctricos para un uso seguro en ubicaciones peligrosas de Clase I (clasificadas).

9.1.20.4 Guías de seguridad

Para esta sección se ha seleccionado un conjunto de guías de seguridad del hidrógeno de acuerdo con su utilidad, facilidad de interpretación y disponibilidad. La Tabla 9-3 resume los documentos que se analizan a continuación. En esta categoría se incluyeron documentos de ISO y ANSI que, aunque son organismos dedicados a generar normas, también producen guías o mejores prácticas que no tienen los atributos de normas. Se puede señalar al respecto el informe técnico ISO/TR 15916: 2015 Basic considerations for the safety of hydrogen systems, y el documento ANSI/AIAA G-095A-2017, Guide to Safety of Hydrogen and Hydrogen Systems y otros. En los siguientes dos párrafos se comentan brevemente estos documentos.

9.1.20.4.1 ISO/TR 15916: 2015 Basic considerations for the safety of hydrogen systems

Este documento proporciona pautas para el uso y almacenamiento de hidrógeno, identifica los peligros y riesgos básicos de seguridad, y describe las propiedades del hidrógeno que son relevantes para la seguridad; las letras "TR" en el nombre indican que es un "Technical Report", no una norma. Es un buen documento de referencia para entender los problemas de seguridad del hidrógeno.

9.1.20.4.2 ANSI/AIAA G-095A-2017, Guide to Safety of Hydrogen and Hydrogen Systems

Por otro lado, el documento ANSI/AIAA G-095A-2017 que no es una norma propiamente tal, contiene pautas para almacenar, manipular y usar de manera segura hidrógeno en todos sus estados de agregación. Esta guía se basa en la norma NSS 1740.16 de la NASA que se comenta más abajo. Como está orientado a las necesidades de la NASA, considera hidrógeno gaseoso (GH₂), líquido (LH₂), pulpa sólido/líquido (SLH₂) o sólido (SH₂), ya sea que se utilicen como propelente o no. No obstante su origen, es de aplicación general para cualquier instalación, e incluye secciones sobre propiedades y peligros del hidrógeno, compatibilidad de materiales, diseño de instalaciones, diseño de componentes, detección y transporte. Esta guía da información similar a la de otros documentos y normas, pero en un formato distinto y más fácil de entender. Adicionalmente, en los anexos proporciona mucha información valiosa para cálculos de seguridad y selección o dimensionamiento de algunos dispositivos de seguridad. Hay que destacar los capítulos 9 Hydrogen and Hydrogen Fire Detection, 10 Operating Procedures, 11 Transportation, y 12 Emergency Procedures, con información difícil de encontrar. También los anexos B Codes, Standards and Regulations, D Training Guidance, F Hazard Assessment Examples, y G Scaling Laws, Explosions, Blast Effects, and Fragmentation presentan información contenida valiosa y difícil de encontrar resumida. En particular, los anexos F y G dan algunas herramientas para estimar la severidad o consecuencias de algunos eventos. El apéndice 9.1.1 presenta la tabla de contenido de este documento y del NSS 1740.16 que se analiza en el párrafo siguiente.

9.1.20.5 NSS 1740.16 Standard for Hydrogen and Hydrogen Systems, Guidelines for Hydrogen System Design, Materials Selection, Operations, Storage, and Transportation

El documento es una norma de la NASA, aunque no corresponde al concepto de norma definido al principio de la sección 1.3. En 2005 fue remplazada por la guía ANSI/AIAA G-095A-2017, comentada en el párrafo anterior. La versión ANSI/AIAA actualiza y reorganiza el documento NSS 1740.16, complementando los anexos con material adicional. Sin embargo, aunque no está actualizado, este documento tiene gran parte del contenido de la guía ANSI/AIAA, con la ventaja de ser de dominio público por lo que se puede descargar sin costo¹¹⁰. Es una excelente guía general para cualquier instalación de hidrógeno, porque tiene prácticamente los mismos contenidos que la ANSI/AIAA-G 095 A pero es gratuita, y en sus anexos contiene muchos ejemplos de cálculos útiles.

9.1.20.6 NASA/TM-2003-212059 Guide for Hydrogen Hazards Analysis on Components and Systems

Como complemento al documento anterior la NASA publicó esta guía, que describe un método de análisis de peligros (Hazards Analysis) específico para el hidrógeno desarrollado en el centro NASA Johnson Space Center White Sands Test Facility. Este método es recomendado para ser ejecutado antes de usar el hidrógeno en un sistema o componentes, pero también puede servir para guiar el diseño y construcción de todo tipo de instalaciones.

9.1.20.7 Installation permitting guidance for hydrogen and fuel cell stationary applications: UK version (HSE),

Esta guía, publicada por el Health and Safety Executive (HSE) del Reino Unido, presenta un compendio de información para orientar a personas involucradas en la instalación de sistemas de hidrógeno, incluyendo ingenieros, fabricantes, arquitectos, instaladores, operadores/trabajadores de mantenimiento y reguladores. No obstante, el amplio público al que está dirigido, su redacción y estructura lo hace particularmente útil para las entidades reguladoras. Asimismo, aunque está limitado a instalaciones de hasta 100 kWe, puede servir de referencia para potencias mayores.

9.1.20.8 Safety Planning for Hydrogen and Fuel Cell Projects PNNL-25279-3

Esta guía, publicada por el Pacific Northwest National Laboratory (PNNL)¹¹¹ presenta los principios de planificación de seguridad de instalaciones de hidrógeno junto con indicaciones para su implementación. La planificación de seguridad puede considerarse una alternativa al sistema de gestión de riesgo por ser más simple y fácil de implementar.

9.1.20.9 Simplified Safety Planning for Low Volume Hydrogen and Fuel Cell Projects PNNL-31037

El mismo PNNL desarrolló esta guía para aplicaciones de prueba o pilotos muy pequeños (no indica el umbral de tamaño para su aplicación), donde no se justifica el trabajo de implementar el plan descrito en la guía del párrafo anterior (PNNL-25279-3). La aplicabilidad de esta guía en lugar de la anterior se verifica mediante la respuesta a seis preguntas.

9.1.20.10 Safety Planning and Management in EU Hydrogen and Fuel Cells Projects - Guidance Document

Esta guía es muy similar a las dos anteriores, pero desarrollada por la Unión Europea. Es más detallada que las desarrolladas en EE. UU., tiene 56 páginas vs. las 28 que tiene la PNNL 25279-3. Posiblemente sea más fácil de usar.

110 <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2014/03/f11/871916.pdf>

111 <https://www.pnnl.gov/>

9.1.20.11 Hydrogen Equipment Certification Guide

Esta guía constituye una ayuda a los usuarios de normas de seguridad del hidrógeno para cumplir con los requisitos de aprobación, certificación, listado y etiquetado de ellas. También puede servirles a las autoridades competentes para verificar el cumplimiento de estas exigencias. Está dirigido a los casos en que no se ha establecido aún sistemas de certificación, listado y etiquetado, como ocurre en el caso de muchas aplicaciones del hidrógeno como combustible.

9.1.20.12 H2Tools Best Practices

Esta página web¹¹² tiene una compilación de experiencia internacional en el uso seguro de hidrógeno. Tiene trece secciones, que se listan en la Tabla 9-4, y es continuamente actualizada por el PNNL con financiamiento del Department of Energy de los EE. UU.¹¹³

Tabla 9-3 Resumen de guías de seguridad del hidrógeno

Documento	Año	Origen	Comentarios
ISO/TR 15916: Basic considerations for the safety of hydrogen systems	2015	ISO	Recomendaciones generales de seguridad del hidrógeno.
ANSI/AIAA G-095A, Guide to Safety of Hydrogen and Hydrogen Systems	2017	AIAA	Guía de seguridad para el hidrógeno en todas sus formas y aplicaciones.
NSS 1740.16 Standard for Hydrogen and Hydrogen Systems, Guidelines for Hydrogen System Design, Materials Selection, Operations, Storage, and Transportation	1997	NASA	Fuente original del documento ANSI/AIAA G-095A
NASA/TM-2003-212059 Guide for Hydrogen Hazards Analysis on Components and Systems	2003	NASA	Presenta un método de análisis de peligros de instalaciones de hidrógeno desarrollado por NASA. Basado en NSS 1740.16
Installation permitting guidance for hydrogen and fuel cell stationary applications: UK version (HSE)	2009	Proyecto HYPER – UK Health and Safety Executive	Presenta información para ayudar el proceso de autorización de instalaciones pequeñas (hasta 10 kWel por celda y 100 kWel por sistema)
Safety Planning for Hydrogen and Fuel Cell Projects PNNL-25279-3	2020	H2Tools – PNNL	Guía para la planificación de seguridad de instalaciones de hidrógeno
Simplified Safety Planning for Low Volume Hydrogen and Fuel Cell Projects PNNL-31037	2021	H2Tools – PNNL	Guía simplificada para la planificación de seguridad de instalaciones de hidrógeno pequeñas. Similar a PNNL-31037 pero para instalaciones menores; excluye hidrógeno líquido
Safety Planning and Management in EU Hydrogen and Fuel Cells Projects – Guidance Document	2021	European Hydrogen Safety Panel (EHSP)	Guía para la planificación de seguridad de instalaciones de hidrógeno, similar a la de H2Tools
Hydrogen Equipment Certification Guide	2017	H2Tools – PNNL	Guía para el cumplimiento del requisito de listado de equipos y componentes que hacen normas americanas tipo model codes. Extensible a las necesidades de normas internacionales y regulaciones chilenas.
H2Tools Best Practices https://h2tools.org/bestpractices/best-practices-overview	2022	H2Tools	Sitio web con mucha información de guía para la seguridad del hidrógeno.

112 <https://h2tools.org/bestpractices/best-practices-overview>

113 <https://h2tools.org/about>

Tabla 9-4 Estructura del contenido de la página web H2Tools Best Practices

Best Practices Overview	Safety Culture	Safety Planning
Hydrogen System Components	Hydrogen Properties & Leak Detection Considerations	Indoor Refueling of Hydrogen-Powered Industrial Trucks
Dealing with Incidents	Material Compatibility	Chemical and Metal Hydride Hydrogen Storage
Communications	Operating Procedures	
Maintenance and Inspection	Laboratory Safety	

9.2 Apéndices del capítulo 2

9.2.1 Comparación de herramientas de análisis de riesgo cualitativo seleccionadas para el hidrógeno en la minería a rajo abierto

De las once herramientas de análisis de riesgos descritas en la sección 2.1.2, cuatro se han seleccionado por su idoneidad en la evaluación de los sistemas de hidrógeno en la minería a rajo abierto y se comentan en la sección 2.1.3. Estas cuatro herramientas se seleccionaron en función de su capacidad para proporcionar una comprensión crítica y una evaluación de los riesgos y las consecuencias a lo largo de múltiples etapas de un proyecto, desde el inicio temprano de un concepto hasta la fase de diseño detallado y la especificación completa de componentes, controles y operaciones. Las cuatro herramientas de análisis de riesgos son: técnica hipotética estructurada (SWIFT), análisis de árbol de fallas (FTA), evaluación y control de riesgos en el lugar de trabajo (WRAC) y análisis de riesgos de combustión de hidrógeno (HCRA). Las siguientes secciones presenta una explicación más completa de cada una de estas herramientas, sus ventajas y limitaciones, y su capacidad para identificar peligros, evaluar riesgos, y proponer estrategias de mitigación.

9.2.1.1 Técnica estructurada What-If (SWIFT)

La herramienta SWIFT es un análisis relativamente simple que consiste en una técnica de lluvia de ideas estructurada/guiada en la que se utilizan palabras e indicaciones para identificar riesgos específicos del sistema que se está evaluando. Dado que este enfoque de análisis es relativamente fácil de implementar y, en muchos casos, no requiere especificaciones de ingeniería detalladas para completarse, es una herramienta particularmente valiosa para implementar durante la fase inicial de diseño de concepto de un proyecto. Como ocurre con la mayoría de las herramientas de análisis de riesgos, el rendimiento de esta herramienta depende en gran medida de las habilidades y los antecedentes de los profesionales que la implementan, ya que la identificación de escenarios plausibles generalmente requiere experiencia con los sistemas y entornos que se están considerando.

El método SWIFT comparte algunas similitudes con un método HAZOP, pero se diferencia al centrarse en elementos y procesos de alto nivel del sistema en lugar de comenzar con las evaluaciones detalladas a nivel de componente y subsistema que ocurren en los estudios HAZOP. Esta diferencia es la razón

principal por la que la herramienta SWIFT es eficaz en las primeras etapas del cronograma de un proyecto, cuando aún no se han especificado muchos de los procesos y componentes de ingeniería detallada. Debido a que se produce una evaluación de alto nivel con el método SWIFT, a menudo puede identificar rápidamente los riesgos principales y establecer una comprensión de las consecuencias asociadas en un período de tiempo relativamente corto. Esto es particularmente útil para el desarrollo de estrategias factibles de mitigación asociadas con los riesgos identificados,

9.2.1.1.1 Descripción del Procedimiento SWIFT:

El procedimiento general para implementar un análisis de riesgo utilizando el método SWIFT:

1. Identificar un facilitador y el equipo que participará en el análisis, apuntando a participantes experimentados que representen diversos antecedentes técnicos.
2. Haga que el facilitador genere palabras guía para la actividad de lluvia de ideas
3. Describa la motivación para completar el análisis y el uso previsto de los resultados.
4. Describa el sistema que se está evaluando al equipo de análisis.
5. Identificar sistemáticamente los riesgos y peligros mediante el uso de las palabras guía establecidas, con los participantes generando frases que comienzan con "Qué pasaría si...".
6. Estimar el riesgo asociado con los peligros identificados y la probabilidad de que puedan tener consecuencias significativas
7. Evaluar la aceptabilidad de los riesgos e identificar estrategias de mitigación según sea necesario
8. Determinar dónde se necesita información y análisis adicionales
9. Revisar la evaluación de riesgos como parte de un proceso de control de cambios, incluso al principio de la fase de desarrollo de un proyecto

Palabras guía de ejemplo:

Nota: Las palabras guía generalmente son seleccionadas por el facilitador para una aplicación específica. La siguiente lista se desarrolló originalmente para la industria de procesos químicos.

- Problemas materiales
- Eventos o influencias externas
- Errores de funcionamiento
- Errores analíticos/de muestreo
- Equipo/Instrumentación
- Desviaciones del proceso
- Fallas de servicios públicos
- Falla de integridad o pérdida de contención
- Operaciones de emergencia
- Liberación ambiental

9.2.1.1.2 Ventajas del análisis SWIFT

- a. Efectivo para la evaluación temprana de sistemas y escenarios cuando solo se conoce una cantidad limitada de detalles del sistema o el diseño del sistema de alto nivel no se ha establecido por completo
- b. El enfoque de arriba hacia abajo a menudo lleva a identificar muchos o todos los riesgos principales del sistema rápidamente en comparación con algunas herramientas alternativas.
- c. Proporciona información para desarrollar una evaluación temprana de las consecuencias asociadas con los riesgos identificados
- d. El proceso no está muy estructurado, por lo que es fácil de implementar y documentar sin herramientas especializadas.
- e. Un análisis SWIFT proporciona una sólida referencia para integrar estrategias de mitigación de riesgos en las primeras etapas de un proyecto
- f. Un análisis SWIFT es complementario a los análisis de riesgo adicionales que pueden implementarse al mismo tiempo o más tarde en el proyecto como parte de un enfoque integral
- g. La profundidad de la evaluación puede ser elegida por sus participantes, con la opción de usar la herramienta para simplemente identificar peligros y riesgos, o incluir el análisis de los riesgos, las consecuencias, la aceptabilidad y las estrategias de mitigación.

9.2.1.1.3 Desventajas del análisis SWIFT:

- a. La calidad de los resultados depende del conocimiento y las habilidades de los participantes seleccionados, e idealmente existe una base de conocimiento diversa entre los participantes.
- b. El enfoque de arriba hacia abajo es susceptible de perder escenarios que podrían ser de alto riesgo y de consecuencias significativas. Los escenarios que son susceptibles de perderse incluyen errores en secuencias operativas detalladas, diseño inadecuado de subsistemas o especificación de componentes, así como impactos en cascada de fallas de componentes y errores humanos.
- c. Debido a que es un método de evaluación de alto nivel, es probable que las estrategias de mitigación de riesgos identificadas en el proceso requieran evaluaciones detalladas para verificar su función y efectividad.

Referencias: (Card, Ward, & Clarkson, 2012) y (Markert, Engebo, & Nilsen, 2009)

9.2.1.1.4 Aplicación de SWIFT para vehículos de hidrógeno en minería a rajo abierto

El método SWIFT es muy adecuado para la evaluación de vehículos alimentados con hidrógeno que operan en un entorno de minería a rajo abierto durante la fase de diseño conceptual del proyecto. A lo largo de las etapas posteriores del proyecto, como la revisión del diseño y cuando existe información detallada para implementar una evaluación de riesgos de abajo hacia arriba, es probable que el método SWIFT se convierta en un complemento de métodos más completos como HAZOP y HCRA. Sin embargo, debido a que el método SWIFT está literalmente abordando el proyecto desde un punto de vista hipotético, seguirá siendo valioso a medida que cambie el alcance del proyecto, se consideren nuevas tecnologías, como la integración de la producción y el almacenamiento de hidrógeno y las celdas de combustible estacionarias con una microrred.

A continuación, se proporciona una descripción de la idoneidad esperada del método SWIFT para evaluar el riesgo de un vehículo de hidrógeno dentro de los siguientes subtemas de minería a rajo abierto:

- a. Fugas a bordo del vehículo/eventos de falla: El método SWIFT es adecuado para la evaluación de la toma de decisiones temprana con respecto a la ubicación y la interacción de los subsistemas primarios dentro de un vehículo minero híbrido que contiene elementos como almacenamiento de batería, almacenamiento de hidrógeno, celdas de combustible, motores eléctricos, electrónica de potencia, ocupantes humanos y algunos sistemas de seguridad como los detectores de infrarrojos (IR). A medida que se implementan diseños detallados de vehículos, se recomiendan herramientas adicionales de análisis de riesgos.
- b. Colisiones con otros vehículos: El método es adecuado para la evaluación de la colisión con otros vehículos en la medida en que se conozcan la distribución del vehículo y los diseños de los sistemas de hidrógeno. ¿Qué pasa si la evaluación de diferentes tipos de vehículos, como camiones de trabajo, plataformas de perforación y camiones que contienen explosivos, se puede completar en la fase de diseño conceptual, pero es probable que resulte en la necesidad de detalles adicionales?
- c. Recuperación de vehículos que se salen de la vía: La evaluación temprana de este peligro se puede completar e informará las posibles consideraciones de diseño de los vehículos para proporcionar estrategias de mitigación de alto nivel que se pueden desarrollar más a lo largo de la fase de diseño.
- d. Interacciones entre el vehículo y el sitio de abastecimiento de hidrógeno: Algunos aspectos de los peligros de los vehículos de hidrógeno que interactúan con el sitio de abastecimiento de combustible del vehículo pueden evaluarse con suposiciones tales como el tipo de estación de abastecimiento de combustible y la utilización de conexiones comunes del vehículo/estación, como mangueras, escapes, boquillas, receptáculos y el uso de conexiones conocidas/protocolos de abastecimiento de combustible existentes. Para evaluaciones detalladas, como los peligros asociados con el mal funcionamiento específico del equipo de hidrógeno de vehículos o estaciones, se recomiendan herramientas de análisis adicionales.
- e. Tipo de sitio de abastecimiento de combustible seleccionado (líquido/gaseoso/tubería): El método SWIFT es adecuado para identificar y evaluar los peligros principales asociados con tipos específicos de estaciones de servicio de hidrógeno, como estaciones de líquido y sus variantes de diseño, estaciones gaseosas y estaciones gaseosas alimentadas por tuberías. Específicamente, los análisis What If se pueden completar para obtener una evaluación temprana sobre los peligros de elegir el almacenamiento de hidrógeno líquido criogénico a granel y un camión cisterna líquido que alimenta la estación en lugar de la entrega de un remolque de tubo o el suministro de hidrógeno gaseoso por tubería a una estación con compresión y almacenamiento en tierra. Los resultados de este análisis no serán exhaustivos debido al enfoque inherente de formulación de peligros de SWIFT y otros factores, como la demanda y los requisitos de tiempo de abastecimiento de combustible, pueden influir en la elección del tipo de sitio de abastecimiento de combustible.
- f. Objetos que caen, como minerales durante la carga o colapso del banco/deslizamiento de tierra: La calidad de la evaluación de peligros de este tipo de evento estará determinada por el detalle del diseño del sistema y la protección de los componentes vulnerables del vehículo. Las evaluaciones en la fase de diseño conceptual pueden usar SWIFT para determinar estrategias de mitigación de alto nivel, mientras que un análisis SWIFT más completo requerirá información de diseño detallada y se beneficiará de la adición de herramientas complementarias como HCRA.
- g. Exposición a ambientes corrosivos: Es probable que la evaluación de esta categoría de peligro con el método SWIFT ayude a los participantes a comprender las posibles consecuencias de un evento, pero puede tener una capacidad limitada para proponer estrategias de mitigación detalladas a nivel de componente.

- h. Exposición del sistema al polvo, gran altitud, variaciones de temperatura, nieve, hielo y agua: El método es adecuado para determinar los peligros asociados con la falla/mal funcionamiento del sistema para las condiciones ambientales enumeradas, pero la probabilidad de falla y las estrategias de mitigación requieren información de diseño detallada de los proveedores de componentes y sistemas, y se recomienda un enfoque de abajo hacia arriba en algún momento para obtener información completa. análisis. El método SWIFT es valioso para determinar cuáles de estas condiciones ambientales son críticas para que los proveedores las evalúen y si se desvían de las especificaciones de diseño normales.

9.2.1.2 Análisis de fallas/árbol de fallas (FTA)

Similar a la metodología de evaluación SWIFT, un análisis de árbol de fallas es una herramienta de análisis de arriba hacia abajo que se utiliza para identificar eventos que deben evitarse y determinar las posibles causas de estos eventos a través de una evaluación sistemática. La metodología requiere la generación de un árbol de fallas para cada evento de interés. A diferencia de la metodología de evaluación SWIFT, el análisis del árbol de fallas brinda una representación visual o gráfica del evento que se está evaluando, lo que puede ser útil para identificar estrategias para mitigar o eliminar el riesgo asociado con el evento.

9.2.1.2.1 Descripción del Procedimiento FTA

Los detalles completos del FTA se pueden encontrar en numerosas referencias, como las que se enumeran a continuación. Las instrucciones detalladas para implementar un análisis FTA completo no se incluyen en esta sección. Sin embargo, el procedimiento general para implementar un análisis de árbol de fallas es el siguiente:

1. Seleccione el evento indeseable a estudiar, asegurándose de que esté definido como el punto final de todas las posibles secuencias de eventos.
2. Desarrolle el primer nivel inferior del árbol, identificando las posibles causas de nivel superior que podrían contribuir al evento no deseado.
3. En cada paso/nivel en el desarrollo del árbol de fallas, identifique todas las causas posibles del evento y asigne la lógica que contribuye al evento, como establecer la lógica AND/OR asociada con los eventos contribuyentes.
 - a. Ejemplo lógico: se produjo una liberación de hidrógeno porque se abrió una válvula, O no se abrió, O se produjo una ruptura del recipiente que lo contenía.
 - b. Ejemplo lógico: se produjo una liberación de hidrógeno porque una válvula falló al abrirse Y se abrió una válvula manual aguas abajo.
4. Identifique todos los eventos inmediatos, necesarios y suficientes donde los eventos inmediatos son prioritarios y no deben descartarse, los eventos necesarios requieren solo la información necesaria y los eventos suficientes no requieren más que la información mínima necesaria.
5. Identifique cada evento como una falla primaria, secundaria o de comando (inducida)
6. Identificar el evento como un estado del componente o estado del sistema. Los eventos del estado del sistema se componen de más eventos (puntos de ramificación), mientras que los eventos del estado del componente indican puntos de terminación en la estructura de árbol.
7. Repita el proceso hasta que se haya construido todo el árbol, con el siguiente nivel inferior que consiste en la causa y el nivel superior que consiste en el efecto.

8. Identifique los componentes críticos, las vías críticas y las causas raíz del evento no deseado.
9. Si está disponible, asigne probabilidades a los eventos que componen el árbol y use las ecuaciones FTA definidas para propagar la probabilidad

Este proceso es específico del evento y del sistema, pero las estructuras de nivel superior a menudo se componen de múltiples subsistemas y sus contribuciones combinadas o individuales. Las estructuras intermedias del árbol de fallas consisten en funciones dentro de un subsistema y estados de fallas individuales asociados. Finalmente, las estructuras inferiores del árbol de fallas consisten en eventos iniciadores básicos, como fallas de componentes.

9.2.1.2.2 Ventajas del FTA

- a. Proporciona un método visual para la evaluación de sistemas complejos y sus posibles interacciones, lo que permite a las partes que realizan el análisis identificar las causas que conducen a un evento no deseado.
- b. El establecimiento de un árbol de fallas brinda la oportunidad de establecer claramente las posibles estrategias de mitigación para evitar que se estudie el evento no deseado.
- c. Si están disponibles, las probabilidades de las causas del evento se pueden aplicar al árbol de fallas desarrollado para calcular la probabilidad de que ocurra el evento no deseado, proporcionando una versión semicuantitativa del método.
- d. Si la información cuantitativa no se conoce en el momento del análisis, esta información se puede aplicar al árbol de fallas establecido más adelante en el proyecto.
- e. El método visual describe claramente una relación intuitiva de causa y efecto que es relativamente simple de implementar y comprender.
- f. El método ayuda a mostrar cómo las causas pueden viajar a través de sistemas complejos y límites de sistemas individuales para generar el evento no deseado.

9.2.1.2.3 Desventajas del FTA

- a. El árbol de fallas utiliza lógica booleana y sus equivalentes gráficos para desarrollar el diagrama de árbol de fallas. Los participantes que no tienen formación en lógica booleana y el desarrollo de diagramas de flujo asociados pueden tener dificultades para interpretar y desarrollar un árbol.
- b. La profundidad de los detalles de un árbol de fallas probablemente estará limitada por la disponibilidad de información detallada sobre el diseño de los sistemas, por lo que la utilización del enfoque al principio del proyecto proporcionará información menos detallada.
- c. Se debe establecer un árbol de fallas individual para cada evento no deseado que se evalúa, por lo que, para sistemas complejos y evaluaciones integrales, es posible que se deban desarrollar muchos árboles de fallas.
- d. El enfoque de arriba hacia abajo es susceptible de perder escenarios que podrían ser de alto riesgo y consecuencias significativas. Los escenarios que son susceptibles de perderse incluyen errores en secuencias operativas detalladas, diseño inadecuado de subsistemas o especificación de componentes, así como impactos en cascada de fallas de componentes y errores humanos.
- e. Los árboles de fallas extremadamente complejos son visualmente complejos, lo que limita el valor del elemento visual del análisis.

Referencias para esta sección: (Ericson & Clifton, 2011) y (Zhang, Kecojevic, & Komljenovic, 2014)

9.2.1.2.4 Aplicación de FTA para Vehículos de Hidrógeno en Minería a Rajo Abierto

- a. Fugas a bordo del vehículo/eventos de falla: El método FTA es una valiosa herramienta de evaluación para la evaluación de fugas a bordo del vehículo y la identificación de posibles eventos de falla, debido a la metodología detallada empleada. Es probable que la utilización de esta herramienta para este propósito lleve mucho tiempo, pero será muy valiosa para determinar las fallas de diseño o las estrategias de mitigación que se pueden combinar con otros métodos. La combinación del método con HCRA proporcionaría una estrategia integral para la evaluación.
- b. Colisiones con otros vehículos: El uso del método FTA para la evaluación de este peligro sería valioso en la fase de revisión del diseño de un proyecto, pero probablemente no sea adecuado en la fase de desarrollo del concepto.
- c. Recuperación de vehículos que se salen de la vía: Similar a la evaluación de colisiones con otros vehículos, el método FTA sería valioso en la fase de revisión del diseño, pero no es adecuado durante el desarrollo inicial.
- d. Interacciones entre el vehículo y el sitio de abastecimiento de hidrógeno: El método FTA tiene valor para evaluaciones detalladas después de que se hayan completado los análisis de tipo SWIFT o WRAC y complementaría una evaluación HCRA del sistema para peligros seleccionados y procesos asociados.
- e. Tipo de sitio de abastecimiento de combustible seleccionado (líquido/gaseoso/tubería): La generación de árboles de fallas para la evaluación del tipo de sitio de abastecimiento de combustible seleccionado sería un proceso engorroso. Se recomienda utilizar un enfoque alternativo para la evaluación del tipo de sitio, con la utilización del método FTA como herramienta de apoyo más adelante en el desarrollo del tipo de sitio elegido.
- f. Objetos que caen, como minerales durante la carga o colapso del banco/deslizamiento de tierra: El método FTA es muy adecuado para identificar estrategias de mitigación detalladas para este tipo de peligro una vez que estén disponibles los diseños y dibujos preliminares del sistema.
- g. Exposición a ambientes corrosivos: El uso del método FTA para la evaluación de este tipo de peligro sería particularmente valioso si se desean resultados cuantitativos y se establecieron previamente las probabilidades de falla de los componentes y subsistemas para el entorno de uso. Sin embargo, para implementar adecuadamente el método, se debe tener un conocimiento detallado de los sistemas de hidrógeno y, por lo tanto, completar el método FTA después de una evaluación HCRA proporcionaría una evaluación integral.
- h. Exposición del sistema al polvo, gran altitud, variaciones de temperatura, nieve, hielo y agua: Es probable que los proveedores de componentes y sistemas implementen un FTA para verificar que han capturado las limitaciones únicas y los desafíos de diseño asociados con estos parámetros ambientales. Un análisis SWIFT o WRAC es más adecuado para identificar aquellos parámetros que son críticos para que los proveedores los consideren, y una evaluación HCRA del sistema que se entregará es adecuada a partir de entonces.

9.2.1.3 Evaluación y control de riesgos en el lugar de trabajo (WRAC)

La técnica de evaluación y control de riesgos en el lugar de trabajo es un proceso sencillo que aprovecha una matriz de clasificación de riesgo de probabilidad y consecuencia para la determinación de los niveles de riesgo asociados con los peligros o procesos específicos. La técnica WRAC es comparable en simplicidad a la técnica estructurada de hipótesis y se implementa más fácilmente que un análisis de árbol de fallas. La técnica WRAC proporciona un medio para evaluar rápidamente los peligros potenciales y establecer el riesgo a través de las calificaciones

combinadas de probabilidad y consecuencia. Este enfoque proporciona información valiosa sobre qué peligros identificados se consideran aceptables debido a una probabilidad tolerablemente baja, una consecuencia tolerablemente baja o alguna combinación de los dos, lo que permite a la entidad que realiza la evaluación especificar sus propios umbrales de tolerancia al riesgo. Además, el enfoque de clasificación combinado proporciona una base para juzgar qué peligros deberían requerir estrategias de mitigación y cómo se espera que esas estrategias cambien la probabilidad y/o la consecuencia del evento. Aunque un WRAC es un enfoque de análisis de alto nivel, la matriz de clasificación central desarrollada en un WRAC a menudo se combina con enfoques ascendentes como HAZOP una vez que los sistemas están más avanzados en la fase de diseño. La combinación de una matriz WRAC y enfoques de abajo hacia arriba proporciona medios para rastrear peligros de alta prioridad, al tiempo que garantiza que su probabilidad o consecuencia se mitigue adecuadamente a través del diseño, los controles, los procedimientos operativos y otras salvaguardas. Aunque un WRAC es un enfoque de análisis de alto nivel, la matriz de clasificación central desarrollada en un WRAC a menudo se combina con enfoques ascendentes como HAZOP una vez que los sistemas están más avanzados en la fase de diseño. La combinación de una matriz WRAC y enfoques de abajo hacia arriba proporciona medios para rastrear peligros de alta prioridad, al tiempo que garantiza que su probabilidad o consecuencia se mitigue adecuadamente a través del diseño, los controles, los procedimientos operativos y otras salvaguardas. Aunque un WRAC es un enfoque de análisis de alto nivel, la matriz de clasificación central desarrollada en un WRAC a menudo se combina con enfoques ascendentes como HAZOP una vez que los sistemas están más avanzados en la fase de diseño. La combinación de una matriz WRAC y enfoques de abajo hacia arriba proporciona medios para rastrear peligros de alta prioridad, al tiempo que garantiza que su probabilidad o consecuencia se mitigue adecuadamente a través del diseño, los controles, los procedimientos operativos y otras salvaguardas.

9.2.1.3.1 Descripción del Procedimiento WRAC

El proceso WRAC es relativamente simple en ejecución, utilizando los siguientes pasos:

1. Identificar un objetivo claro del estudio WRAC
2. Especifique qué elementos del sistema o tipos de peligros incluirá el estudio WRAC para que los participantes tengan una comprensión clara de los límites de la actividad.
3. Identifique el equipo que participará: idealmente, incluya un conjunto tecnológicamente diverso de participantes experimentados para proporcionar los resultados más sólidos, pero el proceso no especifica el número de participantes ni sus antecedentes.
4. Desglose cada segmento del proceso de interés e identifique los peligros potenciales y los eventos asociados, generando una lista categorizada
5. Identifique la probabilidad y la consecuencia de cada peligro/evento en la lista utilizando una matriz de riesgo que se haya establecido previamente a través de un estándar de la industria o se haya desarrollado internamente.
6. Realizar un cálculo de calificación de riesgo para formar la base para la determinación de la aceptabilidad del riesgo como se describe sin estrategias de mitigación adicionales
7. Desarrollar posibles estrategias de mitigación de riesgos para peligros/eventos cuyos riesgos se consideren inaceptables.
8. Revisar la probabilidad y las consecuencias del peligro/evento con la implementación de las estrategias de mitigación de riesgos desarrolladas y revisar los cálculos de calificación de riesgo hasta que las calificaciones de riesgo se consideren aceptables.

Aunque existen matrices de clasificación de riesgos específicas de la industria o la empresa, a continuación, se proporciona una matriz común que se utiliza en múltiples industrias. Tenga en cuenta que la matriz también puede cuantificar la probabilidad y las consecuencias en términos de frecuencia de ocurrencia, consecuencias para la salud humana y la pérdida de vidas y/o daños monetarios equivalentes, con una resolución adicional dentro de las categorías de probabilidad o consecuencia. La categorización por colores también ocurre dentro de la matriz de clasificación de riesgos para indicar las combinaciones de probabilidad y consecuencia que son aceptables y no aceptables. Finalmente, la matriz de clasificación puede tener múltiples elementos que se utilizan para la determinación de consecuencias como daño ambiental, salud humana, costo directo, reputación de la empresa, etc.

Tabla 9-5 Matriz de riesgos probabilidad/Consecuencia

Probabilidad	Consecuencia			
	Despreciable	Marginal	Crítico	Catastrófico
Cierto	Elevado	Elevado	Muy Alto	Muy Alto
Probable	Medio	Elevado	Elevado	Muy Alto
Posible	Bajo	Medio	Elevado	Muy Alto
Improbable	Bajo	Medio	Medio	Elevado
Raro	Bajo	Bajo	Medio	Medio

9.2.1.3.2 Ventajas de WRAC

- El desarrollo de una matriz WRAC es un proceso simple, no requiere herramientas especiales o productos de software, es ampliamente conocido en muchas industrias y puede ser completado por un individuo o un equipo de participantes.
- Mediante la utilización de una tabla estandarizada de clasificación de riesgos, se puede completar una evaluación de riesgos semicuantitativa
- El proceso WRAC es adecuado para la implementación en las primeras etapas de la fase de diseño y los resultados se utilizan a menudo para respaldar los enfoques de análisis de riesgos de abajo hacia arriba en puntos posteriores del proceso de diseño, como en el paso de revisión del diseño.
- El proceso WRAC es adecuado para generar estrategias de mitigación de riesgos de alto nivel, aunque tiene una capacidad limitada para verificar que la estrategia de mitigación funcionará según lo previsto.
- El uso generalizado del procedimiento WRAC permite la comunicación de riesgos y peligros a las partes interesadas que pueden ser expertos en otras industrias, y la simplicidad del análisis es adecuada para informar a las partes interesadas que no tienen antecedentes técnicos.

9.2.1.3.3 Desventajas de WRAC

El proceso WRAC comparte algunas desventajas con la técnica SWIFT:

- La calidad de los resultados de un análisis depende del conocimiento y las habilidades de los participantes seleccionados, e idealmente existe una base de conocimiento diversa entre los participantes.
- El enfoque de arriba hacia abajo es susceptible de perder escenarios que podrían ser de alto

riesgo y tener consecuencias significativas. Los escenarios que son susceptibles de perderse incluyen errores en secuencias operativas detalladas, diseño inadecuado de subsistemas o especificación de componentes, así como impactos en cascada de fallas de componentes y errores humanos.

- c. Debido a que es un método de evaluación de alto nivel, es probable que las estrategias de mitigación de riesgos identificadas en el proceso requieran evaluaciones detalladas para verificar su función y efectividad.

También existen desventajas adicionales del proceso WRAC:

- a. Los datos limitados o inexistentes para evaluar la probabilidad de que ocurra un evento son comunes en las nuevas aplicaciones de la industria, lo que elimina la oportunidad de una evaluación semicuantitativa en estos casos.
- b. Los datos limitados disponibles tanto sobre la probabilidad como sobre la consecuencia de un evento para las nuevas aplicaciones de la industria pueden ser engañosos y realizar una evaluación de clasificación de riesgos podría proporcionar evaluaciones engañosas.
- c. Confiar en las evaluaciones semicuantitativas desarrolladas anteriormente a veces se considera un reemplazo de las evaluaciones de riesgos de abajo hacia arriba más exhaustivas que son más adecuadas para identificar errores operativos, de diseño, de procedimiento y humanos.

9.2.1.3.4 Aplicación de WRAC para vehículos de hidrógeno en minería a rajo abierto

El método WRAC comparte ventajas y desventajas similares con el método SWIFT y, por lo tanto, es comparable a SWIFT en su aplicación para vehículos de hidrógeno en minería a rajo abierto. En todos los casos, el método WRAC se puede usar indistintamente con el método SWIFT, y los elementos de cada método se pueden usar juntos. Por ejemplo, la estructura mejorada de la estrategia de lluvia de ideas del método SWIFT se puede utilizar para identificar y evaluar peligros potenciales, seguida de la asignación de probabilidad y consecuencias utilizando una matriz de clasificación de riesgos WRAC. Debido a sus similitudes, consulte la Aplicación de SWIFT para vehículos de hidrógeno en minería a rajo abierto para determinar la idoneidad del método WRAC.

9.2.1.4 Análisis de riesgo de combustión de hidrógeno (HCRA)

El Análisis de Riesgo de Combustión de Hidrógeno fue desarrollado por WHA International con el propósito de evaluar un sistema o componente de hidrógeno para peligros de combustión específicos del hidrógeno. Esta metodología fue desarrollada originalmente por la Administración Nacional de Aeronáutica y del Espacio de los Estados Unidos (NASA) y ampliada por WHA para incorporar principios de diseño más recientes y mejores prácticas de códigos y estándares. El uso de una metodología específica para el hidrógeno garantiza que los peligros y los requisitos de diseño específicos del hidrógeno se capturen en el análisis de riesgos.

El método HCRA considera el diseño del sistema, los controles del sistema y las estrategias de mitigación, y los componentes para evaluar los riesgos de combustión. El análisis semicuantitativo se lleva a cabo dentro de una hoja de cálculo donde se asignan clasificaciones de probabilidad a la probabilidad de fallas que da como resultado la posibilidad de que se forme una mezcla combustible. Luego se asignan clasificaciones de probabilidad a la posibilidad de que se forme una mezcla combustible debido a la falla identificada, la ignición y el resultado de una ignición (incendio, deflagración o detonación). El método incorpora análisis de consecuencias, revisión de diseño y revisión de controles administrativos para proporcionar un enfoque integral para identificar peligros específicos del hidrógeno en un sistema determinado. El método evalúa el funcionamiento normal,

así como las actividades de puesta en marcha, parada y mantenimiento. La misma hoja de cálculo contiene, además, las notas, suposiciones y recomendaciones para mitigar el riesgo.

A diferencia de los métodos SWIFT y WRAC, el método HCRA debe implementarse más adelante en el cronograma del proyecto durante la fase de diseño, ya que se basa en información detallada a nivel de sistema, subsistema y/o componente, así como también en la documentación de procedimientos y sistemas de seguridad que debe estar disponible. Es importante tener en cuenta que el método HCRA se centra en los riesgos de combustión y no identifica todos los sistemas de presión y los riesgos de exposición que pueden capturarse a través de otros métodos de análisis de riesgos. Como también se reconoce para las otras herramientas de análisis de riesgos, puede ser necesaria una combinación de métodos de análisis de riesgos para una evaluación exhaustiva de la seguridad.

9.2.1.4.1 Descripción del Procedimiento HCRA

El objetivo del método HCRA es garantizar que el sistema de hidrógeno diseñado tenga una probabilidad baja de mezclarse involuntariamente con un oxidante y mantenga una consecuencia baja si se produce la ignición. A un alto nivel, el proceso HCRA sigue una secuencia de cuatro pasos:

- a. Evaluar la probabilidad de mezcla involuntaria en función de la compatibilidad de materiales y el diseño
- b. Evaluar la probabilidad de que se forme una mezcla combustible
- c. Evaluar la probabilidad de ignición de la mezcla combustible
- d. Evaluar las consecuencias del evento de ignición

Los detalles completos del proceso HCRA están más allá del alcance de este documento e incluyen información detallada sobre aspectos únicos del hidrógeno, sus propiedades físicas y cómo esas propiedades generan riesgos únicos para el diseño y la implementación del sistema. A continuación, se proporciona un resumen del proceso de la HCRA:

1. Recopilar información para el sistema de interés: Descripción general del sistema, diagramas de tuberías e instrumentación, planos, procedimientos de operación y mantenimiento, detalle de los controles del sistema, análisis de riesgos previamente realizados y planes y procedimientos de seguridad.
2. Rellene una tabla de lista de componentes con información detallada de los componentes, especificaciones y condiciones normales de funcionamiento
3. Realizar una revisión preliminar del listado de componentes
4. Para cada subsistema o componente, determine:
 - a. La probabilidad de una falla o error que resulte en una mezcla no intencional
 - b. La probabilidad de que se forme una mezcla combustible a partir de la falla definida en el paso a.
 - c. La probabilidad de ignición de la mezcla combustible en el paso b de todas las fuentes viables
 - d. La probabilidad de incendio, deflagración, detonación, otras consecuencias para la ignición de la mezcla combustible.
 - e. Identificar la respuesta del sistema para cada anuncio de paso: controles o estrategias de mitigación
 - f. Identificar los efectos secundarios al sistema debido a la falla y la consecuencia asociada
 - g. Proporcione una calificación de efecto de reacción

- h. Proporcionar recomendaciones para la mitigación/cambios de diseño
- 5. Utilice preguntas de revisión de diseño para capturar criterios de diseño específicos de hidrógeno para el cumplimiento de códigos y estándares.
- 6. Utilice preguntas de revisión administrativa para capturar controles administrativos específicos del hidrógeno para garantizar que la señalización, los procedimientos operativos, los planes de mantenimiento, la preparación operativa, los procedimientos de emergencia y los planes de capacitación estén en su lugar y sean adecuados para minimizar el riesgo de incidentes relacionados con el hidrógeno.
- 7. Realice un análisis de nivel de componente independiente según sea necesario y revise la información del subsistema a través del proceso en el paso 4

El método HCRA aprovecha las siguientes categorías de probabilidad en las evaluaciones de componentes y subsistemas, proporcionando cinco grados de resolución a la probabilidad:

Tabla 9-6 Método HCRA y categorías de probabilidad

Probabilidad	Asignación numérica
Casi imposible	0
Remotamente posible	1
Posible	2
Probable	3
Altamente probable	4

El método HCRA emplea de manera similar una calificación de los efectos de los eventos de acuerdo con la matriz de la Tabla 9 7

Tabla 9-7 Método HCRA, calificación de los efectos de los eventos

Código	Nivel de severidad	Daño a equipo	Daño al objetivo de la planta o misión	Daño a personal
A	Despreciable	Sin daño inaceptable.	No hay efecto inaceptable	No hay lesiones.
B	Marginal	No más de un componente o subsistema dañado. Reparación o remplazo en terreno dentro de plazo aceptable.	Se puede cumplir usando opciones de operación redundantes.	Factores de lesiones al personal controlados por dispositivos automáticos, de prevención, o mediante procedimientos operacionales.
C	Crítico	Dos o mas subsistemas mayores dañados. Necesidad de reparaciones extensas.	Objetivo gravemente deteriorado.	Lesiones al personal por (1) operar el sistema, (2) mantener el sistema, o (3) estar cerca del sistema.
D	Catastrófico	Pérdida total. No hay parte del sistema que se salve.	Objetivo perdido.	Lesiones múltiples o pérdida de vidas.

9.2.1.4.2 Ventajas de HCRA

- a. El HCRA es complementario a otros métodos como HAZOP y FTA, así como a herramientas de evaluación temprana de riesgos como SWIFT y WRAC, lo que permite a los diseñadores incorporar el método en industrias y procesos establecidos y enfocarse en los nuevos riesgos

asociados con la adopción de tecnologías de hidrógeno.

- b. Captura en detalle los riesgos específicos del hidrógeno que ocurren con las instalaciones/ diseños utilizando las propiedades y la física únicas del hidrógeno y su combustión para guiar a los participantes a través de la evaluación. Los participantes pueden evaluar secuencialmente todos los elementos que contribuyen a un peligro específico del hidrógeno, evitando que se vean abrumados todos a la vez.
- c. Proporciona un marco sólido para el desarrollo y la evaluación de los riesgos de mitigación, ya que los puntos de falla pueden identificarse discretamente y, posteriormente, diseñarse para evitarlos.
- d. Es adecuado para una variedad de aplicaciones, desde sistemas de hidrógeno a gran escala hasta evaluaciones a nivel de componentes.
- e. Es complementario y se alinea bien con el conocimiento detallado y algo duplicado que está disponible en los cientos de códigos y estándares específicos de hidrógeno que existen internacionalmente.
- f. El análisis sistemático detallado respalda la captura de peligros asociados con el diseño del sistema, los procesos definidos, los sistemas de control y la operación, así como el mantenimiento y la reparación.

9.2.1.4.3 Desventajas de HCRA

- a. Los peligros del sistema que no están asociados con el hidrógeno no se incorporan en el método a menos que sean factores que contribuyan a un peligro relacionado con el hidrógeno. Los ejemplos incluyen el peligro asociado con la exposición humana directa a materiales fríos o la operación incorrecta de un subsistema eléctrico que no está acoplado a un subsistema de hidrógeno y no se considera una fuente de ignición para un escenario de liberación de hidrógeno.
- b. El método HCRA no se puede utilizar durante la fase inicial de diseño conceptual porque requiere información detallada sobre el diseño y la operación del sistema que generalmente no está disponible en esta fase del proyecto.
- c. Debido a la naturaleza detallada del método, a menudo se requiere más tiempo para implementarlo que las herramientas de análisis de nivel superior aplicadas en la fase de diseño conceptual.

9.2.1.4.4 Aplicación de HCRA para vehículos de hidrógeno en minería a rajo abierto

- a. Fugas a bordo del vehículo/eventos de falla: El método HCRA es extremadamente adecuado para la evaluación de los peligros del hidrógeno dentro del sistema del vehículo. Para la implementación de este método, se debe conocer a fondo todos los subsistemas del vehículo que presentan un riesgo de formación de mezclas explosivas y fuentes de ignición. La utilización del método estará limitada en la fase de concepto de diseño debido a la falta de especificaciones, dibujos, secuencias de control y otra información. Sin embargo, cuando se utiliza en la fase de diseño completo, el método ayudará a descubrir errores de diseño y estrategias detalladas de mitigación necesarias para reducir/eliminar el riesgo.
- b. Colisiones con otros vehículos: El método HCRA es valioso en la evaluación de la colisión de vehículos con el discreto propósito de evaluar el impacto que los sistemas de hidrógeno tienen en el evento. Con documentación de respaldo adecuada y detalles de diseño, la HCRA identificará los principales riesgos y guiará el desarrollo de estrategias de mitigación para los subsistemas

de hidrógeno. Para una evaluación integral de las colisiones de vehículos, como daños a los sistemas que no son de hidrógeno e impactos en la salud humana que no están relacionados con el hidrógeno, se recomienda combinar la HCRA con otros métodos.

- c. Recuperación de vehículos que se salen de la vía: El método HCRA es adecuado para la evaluación de la recuperación de vehículos en el contexto de la gestión de los sistemas de hidrógeno del vehículo. Si se dispone de suficientes datos de diseño y se han completado los análisis de riesgos previamente establecidos para los vehículos tradicionales que no tienen hidrógeno a bordo, el método HCRA podría desempeñar un importante papel complementario en la evaluación de las consideraciones únicas del nuevo tipo de vehículo. Además, si los datos de probabilidad de fallas previamente establecidos durante el proceso de recuperación están disponibles, la HCRA puede evaluar cómo cambian esas consecuencias para el nuevo tipo de vehículo.
- d. Interacciones entre el vehículo y el sitio de abastecimiento de hidrógeno: El método HCRA es muy adecuado para evaluar los peligros asociados con las interacciones entre un vehículo que contiene hidrógeno y su sitio de abastecimiento de combustible. La implementación del método HCRA estará disponible en la etapa de diseño y en cualquier punto posterior del proyecto. La profundidad de los detalles de los resultados podría verse limitada por la disponibilidad de especificaciones y procedimientos de diseño; sin embargo, el proceso de HCRA es iterativo y se espera una revisión de la HCRA a medida que se establezcan detalles de diseño adicionales.
- e. Tipo de sitio de abastecimiento de combustible seleccionado (líquido/gaseoso/tubería): El método HCRA está diseñado para evaluar los peligros asociados con todas las formas de hidrógeno, incluidas las consideraciones únicas tanto del hidrógeno líquido como del hidrógeno gaseoso comprimido. Para este tema, se debe utilizar el método HCRA después de que se haya determinado el tipo de sitio y en la fase de diseño. Las herramientas de evaluación de riesgos que se implementan durante la fase de desarrollo del concepto deben aprovecharse para la selección del tipo de sitio.
- f. Objetos que caen, como minerales durante la carga o colapso del banco/deslizamiento de tierra: La implementación del método HCRA para este tipo de peligros proporcionará una evaluación exhaustiva de los riesgos debido al daño/mal funcionamiento del sistema de hidrógeno. La probabilidad del evento, los elementos de diseño de protección y otra información fuera de la HCRA deben estar disponibles para evaluaciones exhaustivas con este método.
- g. Exposición a ambientes corrosivos: El método HCRA se puede utilizar para la evaluación de peligros asociados con ambientes corrosivos. Es necesario conocer el proceso de corrosión y la degradación del rendimiento de los componentes para evaluar la probabilidad de falla de un componente individual o de un subsistema. Con la disponibilidad de esta información, la HCRA guiará la evaluación de las consecuencias de las fallas, así como las estrategias de mitigación/evitación.
- h. Exposición del sistema al polvo, gran altitud, variaciones de temperatura, nieve, hielo y agua: El método HCRA es muy adecuado para la evaluación de la exposición ambiental de un sistema que contiene hidrógeno. Para que este método tenga éxito, el sistema debe estar definido y los componentes que son fuentes potenciales de falla o mal funcionamiento deben especificarse completamente. La HCRA guiará la probabilidad de que se forme una mezcla combustible, identificará cualquier fuente de ignición presente y evaluará las posibles consecuencias de la ignición. Además, la HCRA se puede utilizar para evaluar los beneficios de los planes de mantenimiento como una estrategia de mitigación para evitar fallas asociadas con exposiciones ambientales. Finalmente, el método se puede utilizar para la evaluación de sistemas mejorados una vez que los componentes de hidrógeno estén disponibles comercialmente.

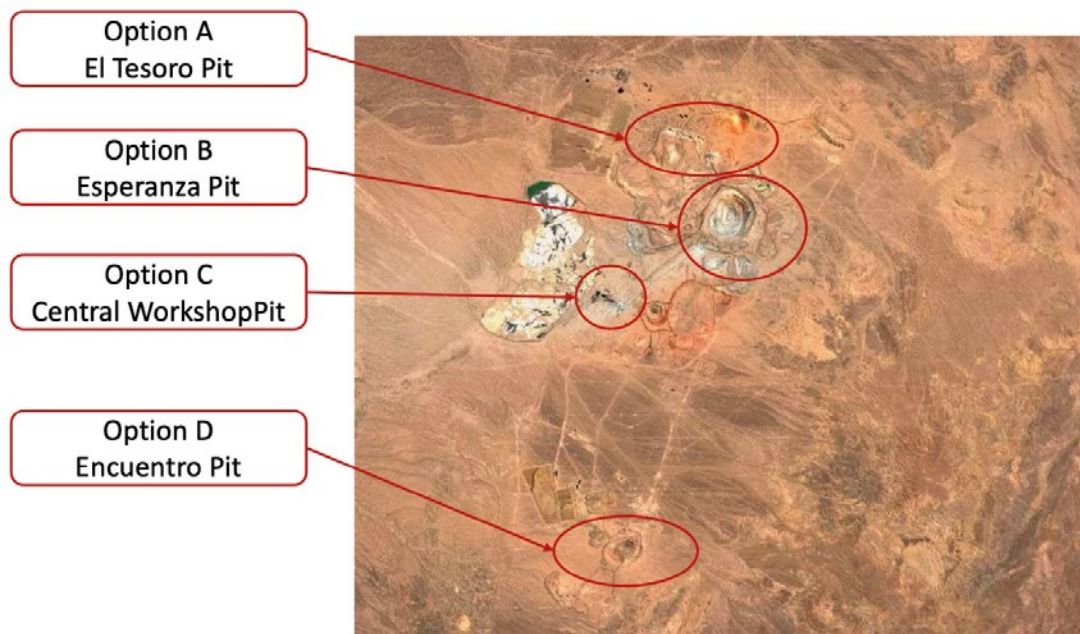
9.2.2 Descripción del proyecto Hydra

El proyecto Hydra tiene como objetivo el diseño, fabricación y prueba de un prototipo de tren de potencia híbrido¹¹⁴ para ser usado en camiones CAEX. El tren de potencia será testeado en un banco de pruebas, donde se replicarán las condiciones del camión minero, incluyendo su perfil de uso, bajo cargas y rutas distintas, y altitudes típicas de operaciones mineras en cordillera, entre otros. Incluye el diseño, la fabricación y la prueba de una celda de combustible de 60 kW marca Ballard modelo, FCmoveTM-HD, más un sistema de almacenamiento que consta de un banco de baterías LFP de 140 kWh. A su vez busca obtener la combinación óptima de celdas y baterías, estudiar y resolver los problemas de conexión entre ellas y, además, colaborar en la adaptación y creación de protocolos y guías que aumenten la seguridad en su operación a gran escala.

El sitio específico de pruebas en ambiente minero de rajo abierto aún no se ha definido, a la fecha del presente informe, pero se encontrará en las instalaciones de minera Centinela de donde se extraen minerales de sulfuros y óxidos de cobre.

Minera Centinela está ubicada en la Región de Antofagasta, Chile, a una altitud de 2200 metros. Por el momento, Mining3 ha preseleccionado para Hydra las cuatro ubicaciones que muestra la Figura 9-1, entre las que escogerá la ubicación definitiva.

Figura 9-1 Potencial localización del proyecto en Minera Centinela¹¹⁵



Para el estudio, y considerando que el proyecto HYDRA no ha definido el lugar de operación del banco de prueba, el consultor decidió escoger la opción B, que corresponde al Rajo esperanza. La decisión se tomó por cuanto en ese sector hay movimientos de camiones CAEX y en particular se encuentra el punto de abastecimiento de combustible Diésel como se muestra en la Figura 9-2, lo que se aproxima bastante a un punto representativo por los que un CAEX debe operar normalmente.

¹¹⁴ Consiste en el sistema que entrega la potencia eléctrica que alimenta los motores de tracción del camión CAEX, que reemplazaría al tren de potencia convencional. Este último consiste en un motor diésel acoplado a un generador eléctrico y sistema de control y acondicionamiento de la potencia eléctrica. Se le llama híbrido porque combina la energía generada por las celdas de combustible con la energía almacenada en baterías de litio.

¹¹⁵ Fuente Mining3

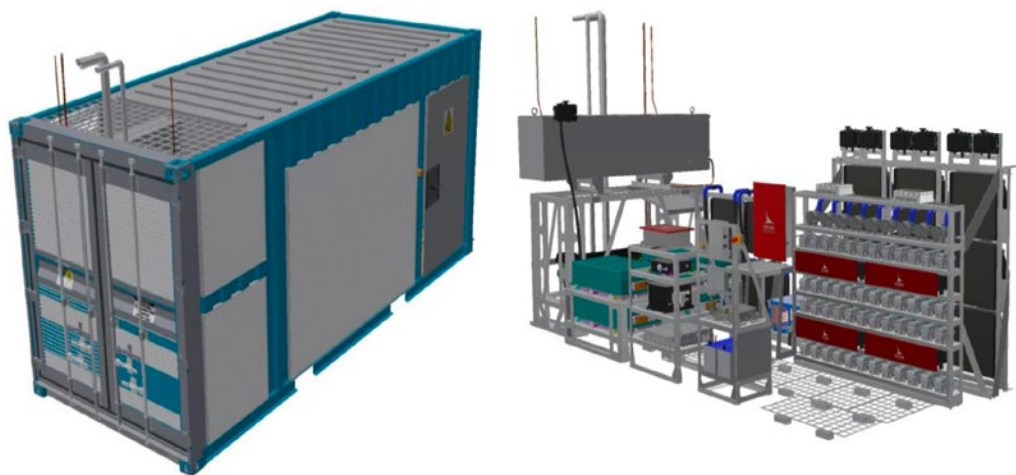
Figura 9-2 Localización definida para estudio del proyecto en Minera Centinela¹¹⁶ : A: Rajo Esperanza, B: estación de dispensado de Diésel para los CAEX, C sector ROMO, D y E sectores desconocidos



En el sector de minera Centinela, las temperaturas promedio varían entre 0° a 25° aproximadamente y la velocidad promedio del viento esperada hasta 30 km/h, de-pendiendo de la época del año. También existen condiciones de lluvia altiplánica, polvo, estática ambiental y humedad.

El banco de prueba fue diseñado de forma que esté en el interior de un contenedor, como muestran la Figura 9 3 y la Figura 9 4, y que se pueda posicionar y operar en el sector definido para las pruebas de terreno.

Figura 9-3 Conceptualización del banco de pruebas¹¹⁷



116 Fuente: Mining3

117 Fuente: Mining3

Figura 9-4 Principales componentes del banco de pruebas¹¹⁸. A) Pony Tank, B) Celda de Com-bustible, C) Zona abierta del contenedor, D) Sistema de baterías, E) Ventiladores de enfriamiento y F) Unidad de carga térmica (banco de resistencias para consumir la potencia generada)

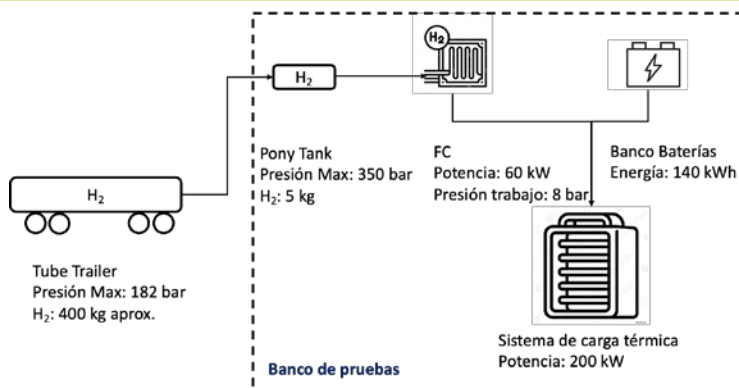


El prototipo representa una versión reducida de un sistema similar al que se implementará en un futuro camión minero (CAEX), y el banco de pruebas tendrá la capacidad de simular la potencia demandada de un motor diésel CAEX, pudiéndose además medir y registrar la corriente, el voltaje y el hidrógeno consumidos. Las pruebas están destinadas a responder dos interrogantes principales: los efectos de los factores operativos de la minería en el rendimiento del tren de potencia y el impacto de las condiciones ambientales de la minería en la vida útil de los componentes críticos de una celda de combustible de hidrógeno.

No se trabajará con ningún equipo móvil y la potencia de la celda de combustible se limitará a 60 kW, lo que corresponde a una fracción de la potencia de salida de un motor CAEX, la que por ejemplo para el modelo 930-E es del orden de 2.495¹¹⁹ kW. La energía será consumida por un conjunto de resistencias eléctricas de 200 kW. El sistema además considera baterías, las que aportarán 140 kWh de energía al sistema de pruebas. De acuerdo a la planificación del proyecto, las pruebas en fábrica comenzarán en marzo y las en terreno (Minera Centinela) a fines de abril o comienzos de mayo del 2022.

El proyecto contempla que el hidrógeno será provisto por la empresa Linde en "Tube trailer" y para ellos se contará con 400 kg de hidrógeno. De acuerdo a lo anterior, el layout del sistema se muestra en la Figura 9 5, en donde se aprecian las diferentes conexiones, hechas en tuberías de acero inoxidable 304 o superior. Como se ve en el esquema de la Figura 9 5, el Tube trailer se conecta al tanque de almacenamiento de hidrógeno del banco de prueba, el que actuará como tanque buffer.

Figura 9-5 Layout general del sistema de prueba¹²⁰



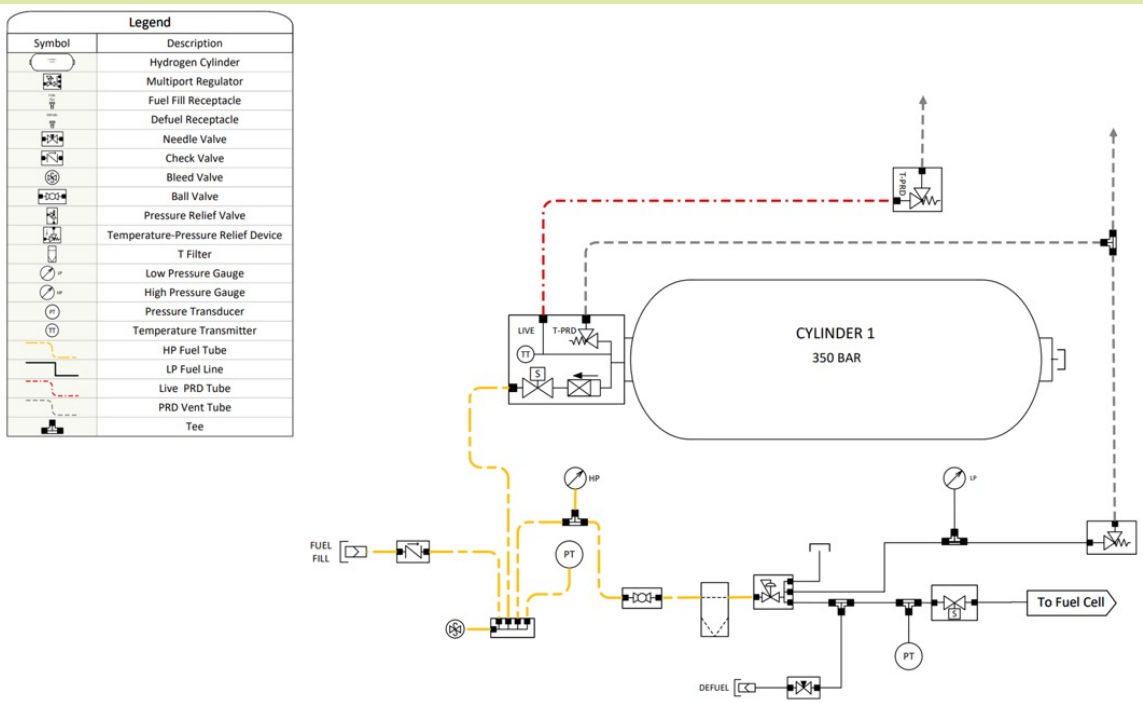
118 Fuente: Mining3

119 <https://www.komatsulatinamerica.com/chile/productos/930e-4se/>

120 Fuente: Proyecto HYDRA, Mining3 adaptado por el consultor

El Tanque de almacenamiento de hidrógeno que forma parte del banco de pruebas fue provisto por la empresa Hexagon Purus y corresponde al modelo de tanque de-nominado Pony Tank. En la Figura 9 6 se muestra el diagrama de conexiones del tan-que con el sistema. El tanque de almacenamiento corresponde al tipo IV¹²¹ (envoltura completa de fibra de vidrio/carbono, revestimiento interior de plástico), con una pre-sión de hasta 350 barg nominales. Incluye tuberías, válvulas y un regulador de presión para suministrar hidrógeno (8 barg, nominal) directamente a la FC.

Figura 9-6 P&ID del Pony Tank¹²²



Como se aprecia en la Figura 9 5 y en mayor detalle en la Figura 9 7, que muestra el diagrama de cañerías e instrumentación (P&ID) del sistema, el Pony Tank está a su vez conectado a la FC para abastecerla de hidrógeno durante su operación. A su vez la FC está conectada a un banco de baterías de LFP¹²³ marca CATL (x4 baterías de 35kWh cada una) y estas a un sistema de carga térmica que tiene por finalidad emular el con-sumo de energía eléctrica de un CAEX.

Las principales características de la Celda de Combustible (FC) empleada en el banco de pruebas se muestra en la Figura 9 8. La FC fue provista por la empresa Ballard Po-wer Systems. La FC es del tipo PEM (Proton Exchange Membrane) refrigerada por lí-quido. Este sistema, puede proporcionar 60 kW de potencia eléctrica, de 195 a 390 VDC, y entre 20 y 275 A.

121 https://s3.eu-central-1.amazonaws.com/hexagonpurus-website/HexagonPurus_Broschüre_HighPressureType4.pdf

122 Fuente: Proyecto HYDRA, Mining3

123 Batería de Litio Fierro fosfato

Figura 9-7 P&ID del sistema de pruebas¹²⁴

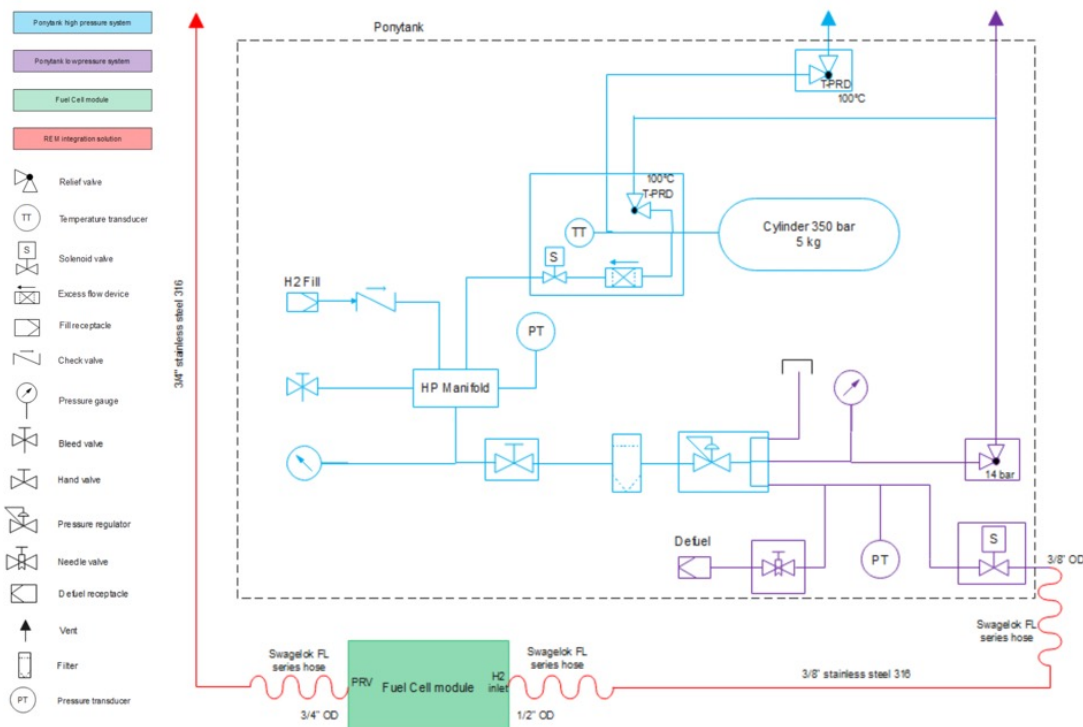


Figura 9-8 Características principales de la FC del proyecto¹²⁴⁵

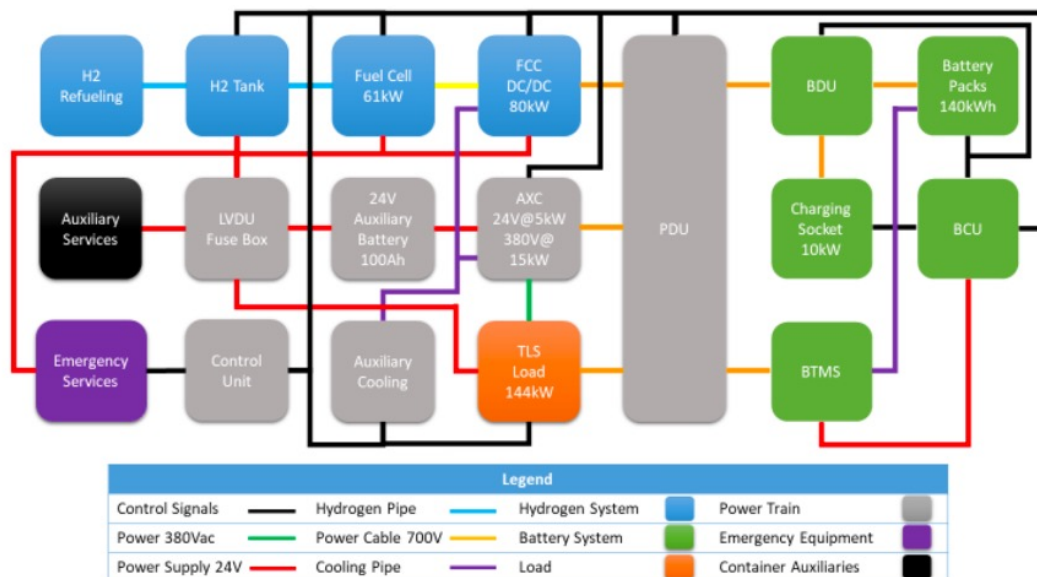
Description	FCmove™-HD (60 kW version)
Net System Power¹	61 ± 4 kW
Operating System Current	20 – 275 A
Operating System Voltage²	195 – 390 V
Dimension (L x W x H)³	1381 x 812 x 367mm (excluding air filter)
	1668 x 816 x 415mm (including air filter)
Dry Weight	222 kg
Environmental Protection	IP56
Start Up Temperature	-15°C
Environmental Operating Temperature	-30°C to +50°C
Short Term Storage Temperature	-40°C to +80°C
Peak Efficiency	57%
Nominal Radiator Coolant Outlet Temperature	60°C

El sistema de baterías fue provisto por la empresa REM y desarrollado por la empresa CATL. El sistema de almacenamiento es de 140 kW de potencia, junto con un sistema de Gestión de Baterías y una unidad de distribución de alto voltaje (HV). Está refrigerado por un Sistema de Gestión Térmica de Baterías (BTMS) de 5 kW. El voltaje del paquete de baterías es de 618 V CC, con un rango de 480 a 700 V CC. La potencia máxima de descarga continua es de 140 kW, con un máximo de potencia de descarga de 278 kW durante 30 s. La Figura 9 9 da cuenta del sistema de baterías y del sistema eléctrico en general.

124 Fuente: Proyecto HYDRA, Mining3

125 Fuente: Proyecto HYDRA, Mining3, Ballard FC Move™, HD (60 kW version) Fuel Cell Module Technical Description

Figura 9-9 Diagrama eléctrico general del sistema¹²⁶



Con el objeto de emular el consumo de energía de un CAEX, la FC está conectada a un sistema de carga térmica. El sistema de carga térmica (TLS) está diseñado para consumir la energía eléctrica generada por el Tren de Potencia de Hidrógeno (FC). Consiste en un conjunto de equipos PTC, de 144 kW de potencia nominal total y 200 kW máxima. El PTC es un calentador para un ciclo de agua y luego la energía es disipada por radiadores. Para fines esquemáticos, el sistema de carga térmica se muestra en la Figura 9 10.

Figura 9-10 Diagrama general del sistema de carga térmica TLS¹²⁷

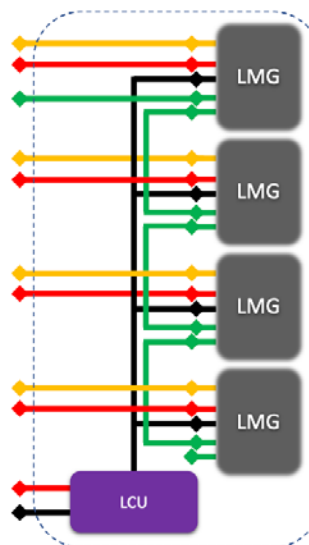
Thermal Load Skid (TLS)

Electrical Characteristics			
Nominal Power	144kW	Maximum Power	200kW
Nominal Voltage	620Vdc	Maximum Voltage	700Vdc
Nominal Current	232A	Power Step	3kW

Connections	
4	High Voltage Power Supply 700V
5	Low Voltage Power Supply 24V
1	Control Interface
1	AC Power Supply 220Vac



Legend			
Control Signals	Power Cable 700V		
Power 380Vac	Cooling Pipe		
Power Supply 24V			



126 Fuente: Mining3

127 Fuente: Proyecto HYDRA, Mining3

En términos de los análisis de seguridad y riesgo, se realizaron estudios HAZID y se siguieron las exigencias de las regulaciones nacionales vigentes que se pueden aplicar al caso del hidrógeno, como los Decretos del Ministerio de Salud N° 43 de almacenamiento de sustancias peligrosas y N° 594 sobre condiciones sanitarias y ambientales básicas en los lugares de trabajo, y el Decreto N° 40 del Ministerio del Trabajo y Previsión Social sobre de prevención de riesgos profesionales. También se consideraron las regulaciones internacionales tales como: EC 62282 “Fuel cell technologies”, NFPA 2 “Hydrogen Technologies Code”, SAE J2578 “Recommended Practice for General Fuel Cell Vehicle Safety”, ISO 17268 “Gaseous hydrogen land vehicle refueling connection devices”, ISO 23273 “Fuel cell road vehicles – Safety specifications – Protection against hydrogen hazards for vehicles fueled with compressed hydrogen”, ISO 6469-3 – “Electrically propelled road vehicles”.

9.2.3 Peligros y factores externos del ambiente minero de rajo abierto

El análisis de los peligros en la minería a rajo abierto y las actividades asociadas a cada una de las fases operativas del proceso de extracción, están descritas en este capítulo, focalizado en la fase de transporte de Camiones de Extracción (CAEX). Los siguientes puntos permiten compartir una visión del ámbito del negocio minero y de la magnitud de sus operaciones:

9.2.3.1 Cadena de Valor.

Los peligros y factores externos que están asociados a las operaciones de una faena a rajo abierto contenidos en la cadena de valor del negocio minero, descrita en la Figura 9-11, donde las actividades primarias están representadas por las siguientes organizaciones:

Figura 9-11 Cadena de valor del negocio minero



- Recursos Mineros y Desarrollo, con las responsabilidades de exploración y validación de los recursos minerales, desarrollo e incorporación de tecnología y la planificación de producción del negocio minero
- Operaciones mineras, que incluye las etapas de extracción, con todas las etapas unitarias de operaciones, que considera la perforación, tronadura, carguío, transporte, equipos de movimiento de tierra y sistemas de control; como también la etapa de procesos, con los diferentes sistemas de tratamiento asociados tipo de mineral tratado sulfuros u óxidos.
- Mercado, organizaciones responsables de la comercialización y desarrollo de mercado de los productos y subproductos.

Las actividades de soporte, que forman parte de la cadena de valor de la minería, corresponden a las organizaciones cuyas responsabilidades principales son:

- Gestión de recursos humano
- Infraestructura de la empresa
- Suministros
- Proveedores y otros.

9.2.3.2 **Ámbito de Aplicación y Condiciones Operacionales**

El ámbito del análisis de peligros está asociado a uno de los equipos principales de la etapa de extracción dentro de operaciones mineras, que corresponde a transporte con “camiones de extracción”.

Figura 9-12 Proceso de transporte y relación con cadena de valor



Las funciones de los equipos de transporte en faenas chilenas de la gran minería tienen diferentes condiciones operacionales y ambientales por la ubicación respecto a la altitud de la mina, diseño de taludes, tamaño de las operaciones de acuerdo al ciclo de vida de la mina, ya sea, en apertura, en desarrollo, en cierre o transición de rajo a subterránea.

9.2.3.3 **Equipos Principales en minería a rajo abierto.**

Los equipos principales y cantidad requeridos para los escenarios de explotación de minas a rajo abierto, deben estar de acuerdo al tamaño y compromisos de producción de la mina, en Figura 9-13 se muestran algunos de los modelos de equipos de perforación y en Anexo 7C se encuentra las características de un camión de extracción (CAEX) típico.

Figura 9-13 Principales equipos mineros: (1) perforadora, (2) pala de carguío, (3) cargador frontal, (4) tractor orugas, (5) tractor ruedas, (6) motoniveladora, (7) camión regador, (8) camión CAEX para el transporte de mineral.



9.2.3.4 Escenarios de Producción y Desarrollo de faena de la Gran Minería.

De acuerdo con una planificación de largo plazo para una faena de la gran minería, en la Figura 9-14 se pueden ver los equipos requeridos para el cumplimiento del plan en función del tonelaje programado de material cargado por día mina. El escenario elegido para levantar los eventos operacionales de transporte para 76 unidades, corresponden al año 2011, con un plan de producción diario de 661.000 toneladas.

El análisis y determinación de los peligros está asociados a las principales actividades realizadas por las organizaciones que tienen relación a los equipos de transporte y a la estimación del número de los eventos que ocurren en cada una de ellas durante los turnos de trabajo y extrapolados a nivel anual.

Figura 9-14 Escenario de producción y desarrollo en faena Gran Minería (Codelco Chile, 2008)

Escenario Producción y Desarrollo Gran Minería							
	2009	2010	2011	2012-2013	2014-2016	2017-2021	2022-2034
Material Cargado Día Mina	610.000	628.000	661.000	664.000	620.000	540.000	300.000
Equipos							
Camiones	83	73	76	76	84	95	49
Palas	10	10	12	11	10	8	5
Cargadores	4	4	4	4	4	4	3
Perforadoras	10	10	11	11	11	12	8
Tractor Orugas	9	12	12	12	11	10	6
Tractor Ruedas	5	6	6	6	6	6	4
Motoniveladoras	5	7	7	7	6	5	3
Regadores	5	6	6	6	7	7	5

Mina Radomiro Tomic Codelco

Secuencia de Explotación

En Anexo 7D "Minería a Rajo Abierto en Chile", contiene información de las principales minas clasificadas como gran minería, las empresas, fecha de inicio de explotación, ubicación geográfica y altitud respecto al mar.

9.2.3.5 Actividades Asociadas y Peligros para los equipos de transporte e interacción con otras fases operacionales en la mina.

El análisis de los peligros en una faena a rajo abierto se realiza en los equipos de transporte, que representan el foco principal para iniciar el uso de hidrógeno en la minería, dado que son los equipos de mayor consumo de combustible diésel e inciden sobre el 45% en el costo unitario de explotación de la mina.

Las actividades y peligros principales asociados a los equipos de transporte se describen en función de un equipo durante el ciclo de operación de trabajo diario, interacción de las personas, equipos e instalaciones del proceso de extracción de la mina y el entorno ambiental relacionado a la ubicación geográfica de la mina. Estas actividades y peligros son las siguientes:

- a. Recepción y Revisiones del equipo al Inicio del turno, cuyo peligro es:
 - i. Incumplimiento de procedimientos de revisión del equipo
- b. Interacción con Equipos de Palas en frentes de carguío, con equipos de movimiento de tierra, con otros camiones de extracción, cuyos peligros son:
 - i. Golpes de pala a camión, carguío
 - ii. Choque camión a pala, aculatamiento
 - iii. Derrumbe de frente de carguío, altura de banco
 - iv. Caída de piedra o bolones sobre camión, frente de carguío, pared del banco
 - v. Choque equipos de carguío a equipo auxiliar en frente de carguío
 - vi. Carguío con cargadores frontales, golpean los estanques de combustibles
- c. Transporte y movilización del equipo a los diferentes puntos de trabajo, frentes de carguío al interior o exterior de la mina, puntos de vaciado en chancadores, botaderos de lastre o stock de minerales, puntos de abastecimiento de combustible y puntos de instalaciones de mantenimiento,

donde los peligros a considerar son:

- i. Resbalamiento en superficies húmedas o con hielo.
 - ii. Volcamiento del equipo en la ruta de transporte.
 - iii. Colisión entre el equipo de transporte y del equipo de apoyo.
 - iv. Colisión entre el equipo de transporte y carguío
 - v. Desbarrancamiento del equipo de transporte.
 - vi. Colisión contra otro equipo de transporte en la ruta (incluye imprevistos de palas)
 - vii. Atropellamiento y/o aplastamiento a vehículo menor por equipo de transporte.
- d. Interacción durante del ciclo de transporte de materiales con las condiciones de diseños y estabilidad de taludes de las paredes del rajo; donde los peligros asociados son:
- i. Atrapamiento del equipo por derrumbes de materiales, altura de bancos, calidad de la tronadura.
 - ii. Daños al equipo por caídas de materiales desde bancos superiores, ángulo, cara banco, inter-rampa y global
 - iii. Daños al equipo por caída de materiales del mismo equipo.
 - iv. "Apechugamiento" o hundimiento de equipos en botaderos o zonas de fallas.
- e. Eventos o peligros, que afectan al equipo de transporte por condiciones de la mina, operacionales o de servicio:
- i. Incendio del equipo de transporte:
 - ii. En los motores de tracción.
 - iii. En el motor del equipo.
 - iv. En los neumáticos por pirólisis.
 - v. Fugas en el dispositivo surtidor de combustible.
 - vi. Fugas en el depósito de combustible.
 - vii. Incumplimiento de mantenciones
 - viii. Corte de mangueras en el abastecimiento de combustible
 - ix. Exposición al barro de sistemas de conexión y estanques de combustible
- f. Interacciones con otras fases operativas, como tronaduras, chancado, servicios eléctricos de alta tensión, cuyos peligros estas asociados a:
- i. Impacto por fly rocks de tronaduras (con respecto a la pala)
 - ii. Corto circuito en los cables de alta tensión en superficie por aprisionamiento.
 - iii. Caída del equipo dentro del chancador
- g. Revisión y entrega del equipo al final de turno, cuyo peligro es:
- i. Incumplimiento de procedimientos de la entrega del estado del equipo.
- h. Programas de Mantenimiento (PM) de Camiones de Extracción, los peligros están asociados a las pautas y programas de mantención, (10, 250, 500, 1.000 y 2.000 horas).
- i. Hidrógeno verde, para el escenario de producción analizado 2011, se debe dimensionar las

actividades para el abastecimiento de hidrógeno, equivalente a 90 Millones litros de diésel, requeridos por la flota de camiones durante el año.

Todas estas interacciones se analizan de acuerdo a las condiciones operacionales y ambientales, referido a ubicación, diseño de taludes de las paredes de la mina, altura de bancos, pendientes y anchos de rutas de transporte, tronaduras, caída de materiales o derrumbes por inestabilidad de las paredes de la mina.

Estas actividades corresponden principalmente a la cantidad de equipo en la relación pala-camión en la gran minería, de los eventos ocurridos en los ciclos operacionales de los equipos, para un período anual, de acuerdo al tamaño de las operaciones y al programa de producción.

La lista de peligros se construye en función a eventos o lecciones aprendidas de las operaciones mineras por un grupo de expertos¹²⁸, en particular, al escenario de producción y desarrollo de una faena de la gran minería como Radomiro Tomic y de acuerdo a la información de accidentabilidad para la minería de Sernageomin y antecedentes para determinar la tasa de frecuencia de los peligros listados para las actividades asociadas al transporte de camiones de extracción en minería a rajo abierto.

En Anexo 7E, se encuentran las estadísticas de accidentabilidad año 2020. En la Figura 9-15 se observan los gráficos de las tasas de fatalidad y tasas de accidentes de la minería.

Figura 9-15 Tasas de fatalidad y tasas de accidentes de la minería (Servicio Nacional de Geología y Minería, 2021)



En función a estos antecedentes históricos, se comprueba que los peligros asociados a la actividad de transporte para la minería a rajo abierto para los escenarios producción y desarrollo de los años 2011 y 2020, (descritos en el punto anterior 9.2.3.4), mantienen la tendencia de las tasas de accidentes de la minería chilena.

La categorización de los peligros identificados para los escenarios de producción y desarrollo, se encuentran en el Anexo 7B; permitiendo observar el comportamiento de la tasa de frecuencia entre los escenarios mencionados.

128 Eliseo Vega, Ingeniero de Minas con 50 años de experiencia en minería, Jorge Nilsson Esquivel, Ingeniero Civil de Minas, con 40 años de experiencia en minería a Rajo abierto y Guillermo Gálvez Gallardo, Prevencionista de riesgo, 25 años de experiencia.

9.2.3.6 Accidentes en minería a rajo abierto y consecuencias en camión de extracción con sistema de hidrógeno.

Los accidentes ocurridos en minería a rajo abierto, en particular en camiones CAEX son frecuentes y de alta consecuencia, razón por la cual debemos revisar en detalles frente a experiencias anteriores la proyección de las consecuencias por el uso del hidrógeno en reemplazo del diésel, relacionando los efectos principales de reacción del gas, explosión, presiones, incendios, propagación del gases sobre las personas, daños a los sistemas del equipo, al medio ambiente y que representarán un gran desafíos para las organizaciones, brigadas de rescate, emergencia y de mantenimiento, lo que obligará a la incorporación de nuevas instrucciones a los actuales procedimientos operacionales de la mina.

Basado en el análisis de los peligros asociados a transporte con camiones CAEX en minería a rajo abierto y los antecedentes de diseño e instalaciones de los sistemas de hidrógenos a incorporar en el camión, en figura siguiente se muestra una serie de fotos de accidentes que ocurren en las operaciones mineras, que permiten levantar las primeras recomendaciones respecto a la conceptualización de la ubicación y protección de los sistemas a instalar a objeto de dimensionar la magnitud de las consecuencias de este tipo de accidentes, pero con un equipo de transporte con hidrógeno como combustible.

Los accidentes a considerar para este análisis ocurren dentro la categorización de frecuencia de posibles o remota, pero que en la actualidad son los mayores riesgos dentro de la operación de transporte en la minería a rajo abierto y corresponden a:

1. Volcamiento de CAEX en ruta
2. Desbarrancamiento de CAEX o caída de niveles.
3. Incendio de neumáticos de CAEX
4. Atropellos de CAEX a vehículos menores
5. Atrapamiento de CAEX
6. Derrumbes de paredes de la mina
7. Choque entre CAEX

En la figura siguiente se muestran los principales accidentes de camiones de extracción, siguiendo la numeración de la lista anterior.

Figura 9-16 Riesgos principales en mina rajo (números de acuerdo a lista precedente)



9.2.3.7 **Comentarios y recomendaciones respecto a la ubicación y protección de los sistemas de hidrógeno, estimación de consecuencias y ajustes a los procedimientos actuales de operación de camiones de extracción.**

Desde la experiencia de la logística y planificación de operaciones de la gran minería en Chile, y con las aprensiones de un proceso productivo de alto impacto, cualquiera modificación a realizarse en el proceso requerirá de estricto análisis previo, de pruebas demostrativas de prototipos y de experiencias de aplicación, sin considerar que después de estas nuevas formas exigirá a la empresa tener el conocimiento con anterioridad en todo su capital humano con lo que implica informar, conocer, implementar procedimientos y establecer las mejores formas de seguridad al momento de la implementación, para así lograr la seguridad integral del personal, infraestructura y medioambiente. Por lo anterior, se considera que el trabajo conjunto de todas las disciplinas presentes en el proyecto debe establecer una sinergia, sostenida en el tiempo, para avanzar y tener la visión de todos los sectores involucrados en el proyecto hidrógeno verde.

Esta primera etapa de análisis ha permitido compartir lecciones aprendidas de los peligros presentes en la fase transporte de la minería a rajo abierto, pero en condiciones actuales de uso de combustible diésel. Sin embargo, se requiere continuar para profundizar y ratificar las estimaciones de las consecuencias que, a juicio experto, se señalan para el uso de hidrógeno como combustible y poder aportar con anterioridad a la generación de procedimientos que en un futuro serán necesarios para establecer reglamentos de fiscalización por parte de las autoridades como Sernageomin y la Superintendencia de Energía y Combustibles, para realizar pruebas, prototipos e implementación de estos en las condiciones y ubicación de las faenas a rajo abierto de la gran minería.

Basado en los antecedentes analizados, para mantener la tendencia de las curvas de las tasas de accidentes de los informes de Sernageomin, y por la gravedad de los accidentes compartidos en esta sección de peligros en la fase de transporte de la minería a rajo abierto, se recomienda aumentar los compromisos de las organizaciones, frente al desafío que plantea el uso del hidrógeno en la minería, a objeto de prevenir los accidentes, a través del comportamiento del recurso humano, el operador del equipo, mejoramiento de las condiciones operacionales de la mina, cumplimiento de programas de mantención, monitoreo de los sistemas que representan los principales peligros, sistemas de gestión del control de las operaciones y alineamiento estratégico con el involucramiento total de las organizaciones.

Recomendaciones especiales, están referidas a la definición del lugar para la ubicación de cada uno de los sistemas de hidrógeno a incorporar al diseño de los equipos actuales frente a la exposición de eventos o accidentes que ocurren en la minería a rajo abierto, lo que obligará a la revisión de la calidad de los materiales que aseguren las condiciones de seguridad de los sistemas de hidrógenos en las operaciones mineras e impacto en los operadores de equipos, mantenedores y brigadas de emergencia.

Las operaciones mineras, además de la fase de transporte, la componen diferentes fases operativas que interactúan entre ellas, lo que incrementan los riesgos descritos y que deben estar presente en cada etapa de desarrollo del proyecto y poder generar los lineamientos correctos para la incorporación y desarrollo tecnológico del H2 en la minería.

9.2.3.8 **Comentarios respecto de los accidentes más frecuentes en la gran minería**

Respondiendo la consulta del Sr. Jorge Vargas de Sernageomin “considerar dos o tres accidentes más frecuentes de los CAEX, para analizar sus posibles consecuencias en caso de un camión potenciado por hidrógeno”, los autores han realizado un análisis global de las operaciones e interacciones de los camiones CAEX, a objeto tener las primeras evaluaciones y recomendaciones para la fase de transporte con uso de diferentes combustibles. A partir de este análisis se han seleccionado tres

tipos de accidentes, los que se comentan en las subsecciones siguientes:

- 1 Volcamiento y Caída de Camiones de diferentes Niveles.
- 2 Atrapamiento por derrumbes en frentes de Carguío o por derrumbes de paredes de la mina.
- 3 Incendio de Camiones de Extracción.

Los que se comentan a continuación

9.2.3.8.1 Volcamiento y Caída de Camiones de diferentes Niveles.

Los accidentes, de acuerdo al estudio realizado de los años 2011 y 2020, demuestran la disminución de las tasas de frecuencia de la minería a rajo abierto. Sin embargo, las consecuencias podrían aumentar con el nuevo combustible. Ante esto, se plantean las principales observaciones a prevenir para diseño e infraestructura, medio ambiente y para las personas.

Para los accidentes seleccionados, existen causas conocidas, que se pueden clasificar como inmediatas o básicas, que ocurren por actos inseguros (factores personales, hábitos incorrectos), o por condiciones inseguras (de instalaciones, equipos, maquinarias).

Bajo estos conceptos, se identificaron las principales causas que provocan los accidentes de Volcamiento y Caída de Camiones de diferentes Niveles, siendo una de ellas el resbalamiento en superficies húmedas o con hielo, el exceso de agua en turnos nocturnos, en minas con mayor altitud, cuando la temperatura ambiente es baja, lo que provoca que los excesos de humedad se cristalicen formando escarcha y así se disminuya el coeficiente de fricción.

Además, el efecto del exceso de riego aumenta el desgaste del camino y puede perjudicar la altura de las bermas de contención de las rutas de transporte, nivelaciones, deterioro de las pendientes, que se agudiza en los diferentes turnos en condiciones ambientales de polvo, nieve, lluvias y bajas temperaturas.

Estas causas provocan normalmente los accidentes de volcamiento del equipo en la ruta de transporte o caídas de diferentes niveles, donde además se deben considerar condiciones operacionales en las habilidades del operador, de mantenimiento en el estado de equipo y de diseño minero, como ser ancho de huellas, curvas, pendientes, altura de bancos, y condiciones ambientales de polvo y temperatura.

¿Qué pasaría si al volcar el camión CAEX se viesan involucrados equipos asociados al uso de hidrogeno verde como combustible?

Figura 9-17 Riesgos de volcamiento



9.2.3.8.2 Atrapamiento por derrumbes en frentes de Carguío o por derrumbes de paredes de la mina.

Normalmente las causas de atrapamiento del CAEX, por derrumbes de materiales en frentes de carguío o en rutas de transporte, se deben a las condiciones de diseño y cuidado de las paredes, como también por la inestabilidad de las paredes debido al diseño de los ángulos globales de taludes de la mina.

En este peligro latente de caída de material irregular después de tronaduras o después la intervención por equipos de carguío que socaban el terreno, poniendo en riesgo caída de rocas y desmontes sobre el equipo de carguío y el camión CAEX, bajo la situación de un camión modificado con estructuras y equipamientos para el nuevo combustible, podría aumentar la consecuencia del riesgo de ser golpeados y dañados por desprendimientos de terreno. Esto también podría poner en riesgo al equipo de rescate, tanto al capital humano como a los equipos involucrados. Por lo tanto, deberán ser modificados los procedimientos, las capacitaciones del capital humano para estas labores.

¿Qué pasaría si en un accidente de aplastamiento por derrumbes el material se daña o se rompen las estructuras asociadas a la utilización de Hidrogeno? ¿podrían ser peores las consecuencias?

Figura 9-18 Riesgos de aplastamiento por derrumbe



9.2.3.8.3 Incendio de Camiones CAEX.

El origen de este tipo de accidentes está en los motores eléctricos de tracción, motor diésel, calentamiento y descomposición (pirolisis) de los neumáticos, derrames y fugas de aceites y combustibles, incumplimientos de programas de mantenimiento, rompimientos de mangueras de aceites y combustibles, falla en el sistema de enfriamiento, ausencia de sensores que detecten sobrecalentamiento.

Los neumáticos se ven afectados por el calor proveniente de una fuente externa, provocando una explosión química la cual puede libera energía 10 veces mayor a la presión de inflado (presión generada mayor a 1000 psi).

Otras causas por la que podría explotar un neumático corresponden a efecto de rayos, contacto con cables de alta tensión, reparación del aro con soldadura, incendio del vehículo por desperfectos en motores de tracción. Los neumáticos también pueden reventarse por alguna falla estructural del mismo. (Liberación de presión de 100-150 psi).

¿Qué pasaría con los sistemas de hidrógeno en caso de un amago incendio de neumáticos? ¿Cuáles deberían ser las distancias de protección a las personas y equipos de emergencia?

Figura 9-19 Riesgos de incendio (Gerencia Corporativa de Seguridad y Salud Ocupacional, 2016)



9.2.3.8.4 Acciones Preventivas y Aprendizaje

Frente a estos accidentes, el modelo de trabajo y de prevención para las faenas mineras, que se recomienda revisar consideran los siguientes aspectos.

Definición de autoridad y responsabilidades en los Centros de Trabajo.

- a. Programa de buenas prácticas.
- b. Acciones preventivas (planes de capacitación, simulacros, mapa de riesgo).
- c. Aplicación del Sistema de Gestión para la Seguridad, Salud en el trabajo y Riesgos Operacionales y Estándares de Control de Fatalidades.
- d. Aprendizaje

Gestión de Mantenimiento

- a. Orden y aseo.
- b. Suministro de repuestos (disponibles y oportunos).
- c. Competencias del personal (mantenimiento)
- d. Planes de mantenimiento.
- e. Inspección/auditorías internas.

Respuesta de Emergencia en particular contra Incendio

- a. Equipamientos estandarizados para emergencias.
- b. Protocolos para la formación y funcionamiento de brigadas (internas/externas).
- c. Prueba y simulación de los SAPCIS. (Sistemas de Prevención contra incendios)
- d. Planes locales de emergencias.
- e. Capacitación brigadas, manejo de crisis.
- f. Entrenamiento en terreno.

Estandarización e Involucramiento Organizacional.

- a. Estandarización de Procedimientos para la protección del equipo y recintos críticos.
- b. Establecer criterios de diseño para la construcción de instalaciones industriales y equipos
- c. Aseguramiento de la calidad y disponibilidad de planos y documentos.

9.2.4 Análisis completo estructurado de la técnica What IF (SWIFT)

Aplicación de vehículos de celda de combustible de hidrógeno en el entorno de minería a rajo abierto

Evaluación realizada por Cory Kreutzer, MSE, Dani Murphy, PhD, CFEI, y Harold Beeson, PhD de WHA International.

9.2.4.1 Propósito y definición de alcance:

Propósito: Evaluar los peligros potenciales asociados con la aplicación de camiones mineros de celda de combustible de hidrógeno en un entorno de minería a rajo abierto durante la fase de diseño conceptual, entregando a las partes interesadas una comprensión de algunos de los riesgos identificados. Además, el análisis tiene el propósito secundario de proporcionar un ejemplo para la implementación de un análisis SWIFT y puede utilizarse como guía para continuar las actividades de evaluación de riesgos dentro del proyecto y en proyectos futuros. El análisis de SWIFT también servirá para identificar los peligros que luego se seleccionarán mediante una matriz de clasificación de Evaluación y Control de Riesgos en el Lugar de Trabajo (WRAC).

Alcance: El alcance del análisis SWIFT se limitó exclusivamente a vehículos de transporte de mineral en aplicaciones mineras a rajo abierto representativas del ambiente y las operaciones mineras de cobre en Chile. Además, este análisis pretenderá incluir el sistema prototipo Hydra, que tiene como objetivo explorar el rendimiento de un tren motriz híbrido a escala reducida de celdas de combustible de hidrógeno y baterías para camiones de transporte. Se harán algunas consideraciones para la infraestructura de la estación de servicio de hidrógeno asociada que será necesaria para la aplicación objetivo, pero estas consideraciones no serán exhaustivas ya que el tipo de estación, el rendimiento y la capacidad de almacenamiento son desconocidos en este momento. El análisis de SWIFT se centrará en evaluar los peligros asociados principalmente con la adopción de los sistemas de hidrógeno en el camión. Se prestará especial atención a las fugas / eventos de falla a bordo del vehículo, colisiones con otros vehículos, recuperación de vehículos que se salen del camino, interacciones entre el vehículo y el sitio de abastecimiento de hidrógeno, tipo de sitio de abastecimiento de combustible seleccionado, caída de objetos como mineral al cargar o colapso de bancos / deslizamiento de tierra, exposición a entornos corrosivos, así como al polvo, gran altitud, variaciones de temperatura, nieve, hielo y agua.

Para el análisis, se hicieron las siguientes suposiciones como referencia para la masa almacenada esperada de hidrógeno en un vehículo:

- Los camiones mineros utilizarán hidrógeno gaseoso almacenado a bordo a 350 bar, con capacidad suficiente para operar los durante aproximadamente 12 horas por día. Con una demanda aproximada de potencia eléctrica de 2,5 MW operando al 50% de su capacidad durante 12 horas al día y un 60% de eficiencia del sistema de celda de combustible, y un 20% de capacidad adicional de almacenamiento; esto se traduce en aproximadamente 900 kg de almacenamiento de hidrógeno a bordo ($2500 \text{ kW} \cdot 12 \text{ h} \cdot 0,5 \text{ capacidad} \cdot (1/0,6 \text{ de eficiencia}) / (33,3 \text{ kWh} / \text{kg H}_2) \cdot 1,2$). Por lo tanto, se espera que los vehículos almacenen entre 300 y 1000 kg de combustible dependiendo de la demanda real, la frecuencia de reabastecimiento de combustible y otros parámetros específicos del diseño.

9.2.4.2 Palabras guía:

- a. Problemas materiales
 - Ejemplo: Exposición del vehículo o estación de servicio a vapores de ácido sulfúrico
 - Ejemplo: Alta exposición a los rayos UV
 - Ejemplo: Grandes ciclos térmicos diurnos
 - Ejemplo: Exposición a la nieve y al hielo
- b. Eventos o influencias externas
 - Ejemplo: Exposición del vehículo y la estación de servicio al polvo significativo
 - Ejemplo: El vehículo es empujado fuera de la carretera por un deslizamiento de tierra
 - Ejemplo: El vehículo se sumerge en el agua en el sitio
 - Ejemplo: Altas velocidades de viento en el sitio
- c. Errores de funcionamiento
 - Ejemplo: El operador causa colisión con otro vehículo
 - Ejemplo: El operador causa colisión con la estación de servicio
 - Ejemplo: El cargador deja caer mineral en el vehículo fuera del área prevista
- d. Errores analíticos/de muestreo
- e. Equipos/Instrumentación
 - Ejemplo: Los sistemas de hidrógeno se operan a gran altitud - baja presión ambiental
- f. Desviaciones del proceso
 - Ejemplo: El vehículo se queda sin combustible
- g. Fallas en los servicios eléctricos
 - Ejemplo: Mal funcionamiento eléctrico a bordo
 - Ejemplo: Fallo del suministro eléctrico de la estación
- h. Fallo de integridad o pérdida de contención
 - Ejemplo: Ruptura del almacenamiento de hidrógeno a bordo
 - Ejemplo: Ruptura de tuberías de hidrógeno en el vehículo
- i. Operaciones de Emergencia
- j. Liberación ambiental

9.2.4.3 Tabla What If

Nº	What If?	Respuesta	Recomendación
1	¿Qué pasa si una atmósfera corrosiva afecta la integridad de los tanques de hidrógeno?	El peor de los casos es una ruptura catastrófica del tanque	Utilizar pruebas de exposición química en la selección de un tanque compatible (ISO 1981)
2	¿Qué pasa si el hidrógeno líquido almacenado en el vehículo causa fragilidad por baja temperatura que afecta la integridad estructural del camión?	Un elemento estructural podría hacer que la cama del camión colapse, dañando otras partes del camión. La colisión podría agravar el riesgo de fragilidad por baja temperatura	El sistema debe tener una gestión térmica adecuada y diseños de ventilación LH2 para que se libere gas caliente. Los materiales de ventilación deben ser compatibles con LH2
3	¿Qué pasa si el ácido sulfúrico afecta los equipos auxiliares?	Fugas en las conexiones, problemas de mantenimiento y, en el peor de los casos, una ruptura completa de un componente	Realice pruebas en el entorno de uso esperado, diseñe un sistema de falla segura (fail-safe) para la mitigación de fugas, y garantice la selección adecuada de materiales que sean compatibles
4	¿Qué pasa si el ácido sulfúrico afecta la pila de combustible, como ser, entrando con el aire de ingreso, y la exposición sobre los componentes?	Degradación rápida de las membranas que resulta en fugas por las perforaciones / ruptura de la membrana. Fallas tempranas de los componentes debido a la corrosión	Monitoreo activo de celdas para detectar la degradación y la eliminación del servicio antes de un evento de falla significativo. Integrar un sistema de filtración y estrategias de detección y control, que ayudarán a mitigar la entrada a través del ingreso de aire
5	¿Qué pasa si la alta exposición a los rayos UV afecta a los materiales?	Degradación potencial de polímeros/sellos que conducen a fugas	Selección de materiales resistentes a los rayos UV, blindaje UV cuando sea necesario, inspección y mantenimiento de rutina. Localice equipos sensibles en secciones de baja exposición solar del vehículo. Asegúrese de que los tanques de tipo IV tengan una resistencia a los rayos UV adecuada a través de pintura / escudo
6	¿Qué pasa si la vibración causa fugas dentro del sistema de hidrógeno?	Hacer que se forme una mezcla inflamable y presentar un peligro de incendio / explosión Hacer que se	Considere los accesorios resistentes a las vibraciones en el diseño y la inspección de rutina de los accesorios. Los accesorios críticos deben ser fáciles de inspeccionar. Para todas las fugas: Instale sistemas de detección de fugas y / o gases y controles de apagado de emergencia asociados. El equipo de detección de fugas puede incluir monitoreo de presión o flujo. El equipo de detección de gas se refiere a los dispositivos de detección de hidrógeno. Se debe integrar una combinación en el diseño del sistema.
7	¿Qué pasa si impactos o golpes causan la rotura repentina de un accesorio o línea de hidrógeno? (podría ocurrir durante la carga / transporte)	forme una mezcla inflamable y presentar un peligro de incendio / explosión	Considere hacer pruebas de choque y vibración de los sistemas de hidrógeno y su integración con el tren motriz
8	¿Qué pasa si los ciclos térmicos ambientales afectan la integridad de los accesorios y sellos de los componentes?	Causar fugas y la posible formación de mezcla inflamable y peligro de incendio / explosión. Posiblemente intermitente y difícil de localizar / identificar cuando sucede	Evalúe los componentes para el ciclo térmico esperado en el intervalo de tiempo experimentado. Incorporar dispositivos de expansión térmica según sea necesario y tener un conocimiento del uso de dispositivos de detección de gas para aplicaciones de hidrógeno

9	¿Qué pasa si las bajas temperaturas causan la congelación de la pila y/o de los equipos auxiliares?	Ruptura de componentes de la pila, deposición de hielo en el sistema de ventilación	Asegúrese de que se usan secuencias de puesta en marcha y apagado apropiadas para mitigar el riesgo de congelación. Utilice sensores para la gestión de la temperatura e inicie el apagado. Considere sistemas de almacenamiento de baterías con calentadores para la gestión térmica durante los períodos de apagado y arranque.
10	¿Qué pasa si la entrada de aire de la celda de combustible está contaminada con polvo?	Pérdida de la función del sistema de celda de combustible, posiblemente pérdida de durabilidad de la celda de combustible	istemas de filtración de aire aguas arriba y de detección de la carga del filtro, revisar los intervalos de mantenimiento de acuerdo con el ambiente
11	¿Qué pasa si el sistema de celda de combustible está expuesto a grandes variaciones en la presión ambiental?	La pérdida de la función del sistema de celda de combustible y la reducción de la eficiencia causa degradación de la pila y riesgos térmicos	Revise las métricas de eficiencia y rendimiento a presión variable con el proveedor del sistema de celda de combustible. Si es necesario, agregue monitoreo/compensación de la presión del aire de entrada, como dispositivos de sobrealimentación
12	¿Qué pasa si el vehículo se sumerge en el agua?	Si LH2: congelación de los puertos de ventilación/ componentes de seguridad seguida de una ruptura catastrófica Si GH2: No hay efecto inmediato, riesgo de daño a los sistemas durante la recuperación	Si LH2: Evitar el LH2 es la principal estrategia de mitigación Si GH2: Considere los procedimientos para la recuperación segura, incluida la posibilidad de venteo remoto antes de la recuperación
13	¿Qué pasa si el vehículo es empujado fuera del camino por un deslizamiento de tierra? ¿Qué pasa si hay daños en los sistemas de hidrógeno por la carga?	El impacto podría causar fugas o fallas catastróficas	Instale elementos resistentes a los impactos para proteger los componentes de alta presión, instale componentes de alto riesgo en áreas bien protegidas del vehículo, si es posible. Considere el uso de válvulas de exceso de flujo u orificios fijos para detener o reducir las tasas de fuga.
14	¿Qué pasa si la nieve / hielo / barro / polvo obstruyen la entrada de aire de la celda de combustible?	Pérdida de la función de la celda de combustible.	Procedimiento de apagado automático por baja presión de entrada de aire (igual que el filtrado de aire)
15	¿Qué pasa si la nieve / hielo se acumula en equipos auxiliares?	La obstrucción del sistema de enfriamiento (ventiladores) podría causar sobrecalentamiento y ruptura de la celda	Mitigación a través del mantenimiento manual durante eventos climáticos y/o integración de barreras protectoras
16	¿Qué pasa si la nieve / hielo hace que las válvulas de hidrógeno dejen de funcionar?	Pérdida de la función del sistema	Para válvulas críticas de seguridad: considere carcasas protectoras para actuadores si es necesario
17	¿Qué pasa si el operador causa una colisión con otro vehículo?	Igual que otros eventos de impacto	Estrategias de mitigación operativa, vehículo autónomo. Instalar elementos resistentes a los impactos para proteger los componentes de alta presión, instale componentes de alto riesgo en áreas bien protegidas del vehículo si es posible. Considere el uso de válvulas de exceso de flujo u orificios fijos para detener o reducir las tasas de fuga.
18	¿Qué pasa si la colisión ocurre con un vehículo con explosivos?	Igual que otros eventos de impacto con mayor probabilidad de ignición tanto de los explosivos como del hidrógeno	Estrategias de mitigación operativa, vehículo autónomo
19	¿Qué pasa si ocurre una colisión entre el vehículo y la estación de servicio?	Fugas de componentes y posiblemente falla catastrófica	Protección de barrera que rodea la estación en los puntos de interfaz con el vehículo para evitar colisiones

20	¿Qué pasa si la camisa de vacío del sistema LH2 del camión falla?	Excesiva ventilación de gas frío, sobre presurización Viento excesivo de gas frío, sobrepresión	Los venteos y sus rutas de descarga deben dimensionarse y ubicarse para mitigar el peligro. Considere los peligros de exposición del sistema de venteo a impactos de colisión por deslizamientos de tierra, rocas, etc. Considere rutas de venteo redundantes, especialmente para los sistemas LH2. /ice, etc. Los sistemas de venteo deben diseñarse e inspeccionarse para que estén libres de barro/escombros, agua/hielo, etc.
21	¿Qué pasa si el sistema de almacenamiento de hidrógeno gaseoso ventea?	Venteo de alta presión de hidrógeno gaseoso	Los venteos y las rutas de descarga deben dimensionarse y ubicarse para mitigar el peligro. Considere los peligros de exposición del sistema de venteo a impactos de colisión por deslizamientos de tierra, rocas, etc. Considere rutas de venteo redundantes. Los sistemas de venteo deben diseñarse e inspeccionarse para que estén libres de barro/escombros, agua/hielo, etc.
22	¿Qué pasa si el abastecimiento de hidrógeno a gran velocidad sobrecalienta los tanques de almacenamiento?	Falla del revestimiento del tanque que causa fugas, falla de la composita (material compuesto) que conduce a una falla catastrófica	Desarrollo de protocolos de abastecimiento de combustible adecuados para la aplicación, para la mitigación de los excesos en T, P cuando se utilizan tanques COPV (L / D, mezcla, estratificación)
23	¿Qué pasa si ocurre un evento de fuga durante el abastecimiento de combustible?	No se puede llenar el vehículo (con el protocolo de abastecimiento de combustible adecuado)	Mantenimiento rutinario de las interfaces de abastecimiento de combustible. La frecuencia de mantenimiento puede aumentarse de acuerdo con el ambiente. Se debe instalar un circuito independiente de parada de emergencia para la estación de servicio, y el personal debe estar capacitado para su uso y conocer su ubicación.
24	¿Qué pasa si el vehículo se aleja cuando está conectado a la(s) boquilla(s) de abastecimiento de combustible?	LH2: derrame de líquido (alto volumen) GH2: fuga de gas	Debe tener salidas para mitigar el riesgo. Debe tener dispositivos de corte por rotura de mangueras (breakaway) para mitigar el riesgo.

9.2.4.4 Matriz de Riesgos

Consecuencia	Probabilidad (Anual)					
		1 en 1000 años	1 en 100 años	1 en 10 años	< 1 por año	> 1 por año
Catastrófico		Alto	Alto	Alto	Alto	Alto
Pérdida severa		Medio	Alto	Alto	Alto	Alto
Daños mayores		Medio	Medio	Alto	Alto	Alto
Daño moderado		Bajo	Bajo	Medio	Medio	Alto
Daños menores		Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Medio

Nº	What If?	Respuesta	Probabilidad	Consecuencia	Riesgo
1	¿Qué pasa si una atmósfera corrosiva afecta la integridad de los tanques de hidrógeno?	El peor de los casos es una ruptura catastrófica del tanque	1 en 100 años	Catastrófico	Alto
2	¿Qué pasa si el hidrógeno líquido almacenado en el vehículo causa fragilidad fría de la estructura del camión?	Fragilización de un elemento estructural podría hacer que la cama del camión colapse, dañando otras partes del camión. La colisión podría agravar el riesgo de fragilidad fría	1 en 100 años	Pérdida severa	Alto

3	¿Qué pasa si el ácido sulfúrico afecta el equilibrio de hidrógeno de la planta?	Fugas en las conexiones, problemas de mantenimiento y, en el peor de los casos, una ruptura completa de un componente	1 en 10 años	Daño moderado	Medio
4	¿Qué pasa si el ácido sulfúrico afecta la pila FC, como su entrada a través del aire de ingreso y la exposición a los componentes?	Degradación rápida de las membranas que resulta en fugas por las perforaciones / ruptura de la membrana. Fallas tempranas de los componentes debido a la corrosión	1 en 10 años	Daño moderado	Medio
5	¿Qué pasa si la alta exposición a los rayos UV afecta a los materiales?	Degradación potencial de polímeros / sellos que conducen a fugas.	1 en 10 años	Daños mayores	Alto
6	¿Qué pasa si la vibración causa fugas dentro del sistema de hidrógeno?	Hacer que se forme una mezcla inflamable y presentar un peligro de incendio / explosión	< 1 por año	Daños mayores	Alto
7	¿Qué pasa si el choque causa la rotura repentina de un accesorio o línea de hidrógeno? (podría ocurrir durante la carga / transporte)	Hacer que se forme una mezcla inflamable y presentar un peligro de incendio / explosión	1 en 10 años	Daños mayores	Alto
8	¿Qué pasa si los ciclos térmicos ambientales afectan la integridad de los accesorios y sellos de los componentes?	Causar fugas y la posible formación de mezcla inflamable y peligro de incendio / explosión. Posiblemente intermitente y difícil de localizar / identificar cuando sucede	> 1 por año	Daño moderado	Alto
9	¿Qué pasa si las temperaturas bajas causan la congelación de la pila y / o el equilibrio de los componentes de la planta?	Ruptura de componentes de la pila, hielo en el sistema de ventilación	< 1 por año	Daño moderado	Medio
10	¿Qué pasa si el aire que ingresa a la celda de combustible está contaminado con polvo?	Pérdida de la función del sistema de celda de combustible, posiblemente pérdida de durabilidad de la celda de combustible	> 1 por año	Daño moderado	Alto
11	¿Qué pasa si el sistema de celdas de combustible está expuesto a grandes variaciones de la presión ambiental?	La pérdida de la función del sistema de celda de combustible y la reducción de la eficiencia causa degradación de la pila y riesgos térmicos	> 1 por año	Daño moderado	Alto
12	¿Qué pasa si el vehículo se sumerge en el agua?	Si LH2: congelación de los puertos de venteo/ componentes de seguridad seguida de una ruptura catastrófica Si GH2: No hay efecto inmediato, riesgo de daño a los sistemas durante la recuperación	1 en 100 años	Catastrófico para LH2, pérdida severa para GH2	Alto
13	¿Qué pasa si el vehículo es empujado fuera del camino por un deslizamiento de tierra? ¿Qué pasa si hay daños en los sistemas de hidrógeno por la carga?	El impacto podría causar fugas o fallas catastróficas	< 1 por año	Catastrófico	Alto
14	¿Qué pasa si la nieve / hielo / barro / polvo obstruyen la entrada de la celda de combustible?	Pérdida de la función de la celda de combustible.	< 1 por año	Daño menor	Bajo
15	¿Qué pasa si la nieve / hielo se acumula en el equilibrio de la planta?	La obstrucción del sistema de enfriamiento (ventiladores) podría causar sobrecalentamiento y ruptura de las celdas	> 1 por año	Daño moderado	Alto
16	¿Qué pasa si la nieve / hielo hace que las válvulas de hidrógeno dejen de funcionar?	Pérdida de la función del sistema	< 1 por año	Daños mayores	Alto

17	¿Qué pasa si el operador causa una colisión con otro vehículo?	Igual que otros eventos de impacto	1 en 10 años	Catastrófico	Alto
18	¿Qué pasa si la colisión ocurre con un vehículo con explosivos?	Igual que otros eventos de impacto con mayor probabilidad de ignición tanto de los explosivos como del hidrógeno	1 en 100 años	Catastrófico	Alto
19	¿Qué pasa si ocurre una colisión entre el vehículo y la estación de servicio?	Fugas de componentes y posiblemente falla catastrófica	1 en 10 años	Catastrófico	Alto
20	¿Qué pasa si la camisa de vacío del sistema LH2 en el camión falló?	Ventilación excesiva de gas frío, sobrepresurización	1 en 10 años	Daños mayores	Alto
21	¿Qué pasa si el sistema de almacenamiento de hidrógeno gaseoso ventea?	Venteo de alta presión de hidrógeno gaseoso	< 1 por año	Daños mayores	Alto
22	¿Qué pasa si el abastecimiento de hidrógeno de gran velocidad de causa un sobrecalentamiento de los tanques de almacenamiento?	Falla del revestimiento del tanque que causa fugas, falla de la composita que conduce a una falla catastrófica	> 1 por año	Catastrófico	Alto
23	¿Qué pasa si ocurre un evento de fuga durante el abastecimiento de combustible?	No puede llenar el vehículo (con el protocolo de abastecimiento de combustible adecuado)	> 1 por año	Daño menor	Medio
24	¿Qué pasa si el vehículo se aleja cuando está conectado a la(s) boquilla(s) de abastecimiento de combustible?	LH2: derrame de líquido (alto volumen) GH2: fuga gaseosa	1 en 10 años	Daños mayores	Alto

9.2.4.5 Matriz de riesgo revisada sobre la base de recomendaciones

Revisado sobre la base de recomendaciones

Nº	What If?	Respuesta	Probabilidad	Consecuencia	Riesgo
1	¿Qué pasa si una atmósfera corrosiva afecta la integridad de los tanques de hidrógeno?	Utilizar pruebas de exposición química en la selección de un tanque compatible (ISO 1981)	1 en 1000 años	Catastrófico	Alto
2	¿Qué pasa si el hidrógeno líquido almacenado en el vehículo causa fragilidad por baja temperatura de la estructura del camión?	El sistema debe tener una gestión térmica adecuada y diseños de venteo LH2 para que se libere gas caliente. Los materiales de ventilación deben ser compatibles con LH2	1 en 1000 años	Daño menor	Bajo
3	¿Qué pasa si el ácido sulfúrico afecta el equilibrio de hidrógeno de la planta?	Realice pruebas en el entorno de uso esperado, diseñe un sistema de falla segura (fail-safe) para la mitigación de fugas, y garantice la selección adecuada de materiales que sean compatibles	1 en 100 años	Daño moderado	Bajo
4	¿Qué pasa si el ácido sulfúrico afecta la pila de FC, como ser, entrando con el aire de ingreso, y la exposición sobre los componentes?	Monitoreo activo de celdas para detectar la degradación y la eliminación del servicio antes de un evento de falla significativo. Integrar un sistema de filtración y estrategias de detección y control, que ayudarán a mitigar la entrada a través del ingreso de aire	1 en 100 años	Daño menor	Bajo
5	¿Qué pasa si la alta exposición a los rayos UV afecta a los materiales?	Selección de materiales resistentes a los rayos UV, blindaje UV cuando sea necesario, inspección y mantenimiento de rutina. Localice equipos sensibles en secciones de baja exposición solar del vehículo. Asegúrese de que los tanques de tipo IV tengan una resistencia a los rayos UV adecuada a través de pintura / escudo	1 en 100 años	Daño menor	Bajo

6	¿Qué pasa si la vibración causa fugas dentro del sistema de hidrógeno?	Considere los accesorios resistentes a las vibraciones en el diseño y la inspección de rutina de ellos. Los accesorios críticos deben ser fáciles de inspeccionar. Para todas las fugas: Instale sistemas de detección de fugas y controles de apagado de emergencia	1 en 100 años	Daño mayor	Medio
7	¿Qué pasa si el choque causa la rotura repentina de un accesorio o línea de hidrógeno? (podría ocurrir durante la carga / transporte)	Considere hacer pruebas de choque y vibración de los sistemas de hidrógeno y su integración con el tren motriz	1 en 100 años	Daño mayor	Medio
8	¿Qué pasa si los ciclos térmicos ambientes afectan la integridad de los accesorios y sellos de los componentes?	Evalúe los componentes para el ciclo térmico esperado en el intervalo de tiempo experimentado. Incorporar dispositivos de expansión térmica según sea necesario y tener un conocimiento del uso de dispositivos de detección de fugas y gas para aplicaciones de hidrógeno	< 1 por año	Daño menor	Bajo
9	¿Qué pasa si las bajas temperaturas causan la congelación de la pila y / o alteran el equilibrio de los componentes de la planta?	Asegúrese de que se usan secuencias de puesta en marcha y apagado apropiadas para mitigar el riesgo de congelación. Utilice sensores para la gestión de la temperatura e inicie el apagado. Considere sistemas de almacenamiento de baterías con calentadores para la gestión térmica durante los períodos de apagado y arranque.	1 en 100 años	Daño moderado	Bajo
10	¿Qué pasa si la entrada de aire de la celda de combustible está contaminada con polvo?	Considere implementar sistemas de filtración de aire aguas arriba y de detección de la carga del filtro, revisar los intervalos de mantenimiento de acuerdo con el ambiente	> 1 por año	Daño menor	Medio
11	¿Qué pasa si el sistema de celda de combustible está expuesto a grandes variaciones en la presión ambiental?	Revise las métricas de eficiencia y rendimiento a presión variable con el proveedor del sistema de celda de combustible. Si es necesario, agregue monitoreo / compensación de la presión del aire de entrada, como dispositivos de sobrealimentación	> 1 por año	Daño menor	Medio
12	¿Qué pasa si el vehículo se sumerge en el agua?	Si LH2: Evitar el LH2 es la principal estrategia de mitigación Si GH2: Considere los procedimientos para la recuperación segura, incluida la posibilidad de venteo remoto antes de la recuperación	1 en 100 años	Catastrófico	Alto
13	¿Qué pasa si el vehículo es empujado fuera del camino por un deslizamiento de tierra? ¿Qué pasa si hay daños en los sistemas de hidrógeno por la carga?	Instale elementos resistentes a los impactos para proteger los componentes de alta presión, instale componentes de alto riesgo en áreas bien protegidas del vehículo, si es posible. Considere el uso de válvulas de exceso de flujo u orificios fijos para detener o reducir las tasas de fuga.	1 en 10 años	Daño moderado	Medio
14	¿Qué pasa si la nieve / hielo / barro / polvo obstruyen la entrada de la celda de combustible?	Procedimiento de apagado automático por baja presión de entrada (igual que la filtración)	< 1 por año	Daño menor	Bajo
15	¿Qué pasa si la nieve / hielo se acumula en equipos complementarios?	Mitigación a través del mantenimiento manual durante eventos climáticos y/o integración de barreras protectoras	> 1 por año	Daño menor	Medio
16	¿Qué pasa si la nieve / hielo hace que las válvulas de hidrógeno dejen de funcionar?	Para válvulas críticas de seguridad: considere carcasas protectoras para actuadores si es necesario	1 en 10 años	Daño menor	Bajo

17	¿Qué pasa si el operador causa una colisión con otro vehículo?	Estrategias de mitigación operativa, vehículo autónomo. Instale elementos resistentes a los impactos para proteger los componentes de alta presión, instale componentes de alto riesgo en áreas bien protegidas del vehículo si es posible. Considere el uso de válvulas de exceso de flujo u orificios fijos para detener o reducir las tasas de fuga.	1 en 100 años	Daño moderado	Bajo
18	¿Qué pasa si la colisión ocurre con un vehículo con explosivos?	Estrategias de mitigación operativa, vehículo autónomo	1 en 100 años	Catastrófico	Alto
19	¿Qué pasa si ocurre una colisión entre el vehículo y la estación de servicio?	Protección de barrera que rodea la estación en los puntos de interfaz con el vehículo para evitar colisiones	1 en 1000 años	Catastrófico	Alto
20	¿Qué pasa si la camisa de vacío del sistema LH2 del camión falla?	Los venteos y las rutas de descarga deben dimensionarse y ubicarse para mitigar el peligro. Considere los peligros de exposición del sistema de venteo a impactos de colisión por deslizamientos de tierra, rocas, etc. Considere las rutas de venteo redundantes, especialmente para los sistemas LH2. Los sistemas de venteo deben diseñarse e inspeccionarse para que estén libres de barro/ escombros, agua/hielo, etc.	1 en 100 años	Daño moderado	Bajo
21	¿Qué pasa si el sistema de almacenamiento de hidrógeno gaseoso se ventila?	Los venteos y las rutas de descarga deben dimensionarse y ubicarse para mitigar el peligro. Considere los peligros de exposición del sistema de venteo a impactos de colisión por deslizamientos de tierra, rocas, etc. Considere las rutas de venteo redundantes, especialmente para los sistemas LH2. Los sistemas de venteo deben diseñarse e inspeccionarse para que estén libres de barro/ escombros, agua/hielo, etc.	< 1 por año	Daño menor	Bajo
22	¿Qué pasa si el abastecimiento de hidrógeno a gran velocidad sobrecalienta los tanques de almacenamiento?	Desarrollo de protocolos de abastecimiento de combustible adecuados para la aplicación para la mitigación de los excesos en T, P cuando se utilizan tanques COPV ¹³⁰ (L / D, mezcla, estratificación)	1 en 1000 años	Severe Loss	Medio
23	¿Qué pasa si ocurre un evento de fuga durante el abastecimiento de combustible?	Mantenimiento rutinario de las interfaces de abastecimiento de combustible. La frecuencia de mantenimiento puede aumentarse de acuerdo con el ambiente. Se debe instalar un circuito independiente de parada de emergencia para la estación de servicio, y el personal debe estar capacitado para su uso y conocer su ubicación.	1 en 10 años	Daño menor	Bajo
24	¿Qué pasa si el vehículo se aleja cuando está conectado a la(s) boquilla(s) de abastecimiento de combustible?	Debe tener dispositivos de corte por rotura de mangueras (breakaway) para mitigar el riesgo	1 en 10 años	Daño moderado	Medio

9.3 Apéndices del capítulo 3

El Capítulo 3 no tiene apéndices.

9.4 Apéndices del capítulo 4

9.4.1 Matriz de priorización de riesgos

Nº	What If?	Recomendación	Revisado sobre la base de recomendaciones			Aplica ensayos	Tipo de ensayos o pruebas	Requerimiento de Laboratorio o campo de prueba	Requerimiento de Laboratorio o campo de prueba
			Probabilidad	Consecuencia	Riesgo				
1	¿Qué pasa si una atmósfera corrosiva afecta la integridad de los tanques de hidrógeno?	Utilizar pruebas de exposición química en la selección de un tanque compatible (ISO 1981)	1 en 1000 años	Catastrófico	Alto	No	N.A	N.A.	Exigencia de certificado de conformidad del fabricante por cumplimiento de estándar de ambientes corrosivos
2	¿Qué pasa si el hidrógeno líquido almacenado en el vehículo causa fragilidad por baja temperatura de la estructura del camión?	El sistema debe tener una gestión térmica adecuada y diseños de venteo LH2 para que se libere gas caliente. Los materiales de ventilación deben ser compatibles con LH2	1 en 1000 años	Daño menor	Bajo	No	N.A	N.A	Revisión crítica del diseño térmico del sistema de venteo. Certificado de conformidad de los materiales del sistema de venteo para uso con H2L. Procedimiento de verificación de sistema de control de la gestión térmica. Inspecciones de mantenimiento regulares del sistema
3	¿Qué pasa si el ácido sulfúrico afecta el balance de hidrógeno de la planta ?	Realice pruebas en el entorno de uso esperado, diseñe un sistema de falla segura (fail-safe) para la mitigación de fugas, y garantice la selección adecuada de materiales que sean compatibles	1 en 100 años	Daño moderado	Bajo	SI	Medición de ácido sulfúrico en el ambiente	Pruebas de medición en ruta de operación	Certificado de conformidad de materiales de los componentes del balance de planta para ambientes ácidos. Manuales de mantenimiento e inspecciones
4	¿Qué pasa si el ácido sulfúrico afecta la celda de combustible, i.e., entrando con el aire de ingreso, y la exposición sobre los componentes?	Monitoreo activo de celdas para detectar la degradación y la eliminación del servicio antes de un evento de falla significativo. Integrar un sistema de filtración y estrategias de detección y control, que ayudarán a mitigar la entrada a través del ingreso de aire	1 en 100 años	Daño menor	Bajo	No	N.A	N.A	Incorporación en sistema de mantenimiento de inspección periódica de componentes Certificado de conformidad de Funcionamiento filtro para ambiente ácido
5	¿Qué pasa si la alta exposición a los rayos UV afecta a los materiales?	Selección de materiales resistentes a los rayos UV, blindaje UV cuando sea necesario, inspección y mantenimiento de rutina. Localice equipos sensibles en secciones de baja exposición solar del vehículo. Asegúrese de que los tanques de tipo IV tengan una resistencia a los rayos UV adecuada a través de pintura / escudo	1 en 100 años	Daño menor	Bajo	No	N.A	N.A	Revisión crítica de diseño de sistemas de protección contra UV de sistemas expuestos al ambiente. Certificado de conformidad de materiales, pinturas y cobertores para componentes expuestos, de cumplimiento de protección contra UV Certificado de conformidad de tanques de H2 protegidos contra radiación UV (pintura, materiales protectores, escudos de protección u otros)

6	¿Qué pasa si la vibración causa fugas dentro del sistema de hidrógeno?	Considere los accesorios resistentes a las vibraciones en el diseño y la inspección de rutina de ellos. Los accesorios críticos deben ser fáciles de inspeccionar. Para todas las fugas: Instale sistemas de detección de fugas y controles de apagado de emergencia	1 en 100 años	Daño mayor	Medio	Si	Si	Durante el desarrollo Pruebas de vibración en Banco de pruebas de vibración para sistemas críticos de acuerdo a Military spec 810. Después de la integración de los componentes, Pruebas de campo con sistema completo	Revisión crítica del diseño de interfaces mecánicas de conectores. Incorporación de información de pruebas en manual de mantenimiento.
7	¿Qué pasa si el choque causa la rotura repentina de un accesorio o línea de hidrógeno? (podría ocurrir durante la carga / transporte)	Considere hacer pruebas de choque y vibración de los sistemas de hidrógeno y su integración con el tren motriz	1 en 100 años	Daño mayor	Medio	Si	Prueba de choque a sistema prototipo	banco de pruebas de choque para sistemas críticos de acuerdo a Military spec 810.	Revisión crítica del diseño. Modelación de choque para verificación robustez del sistema
8	¿Qué pasa si los ciclos térmicos ambientes afectan la integridad de los accesorios y sellos de los componentes?	Evalúe los componentes para el ciclo térmico esperado en el intervalo de tiempo experimentado. Incorporar dispositivos de expansión térmica según sea necesario y tener un conocimiento del uso de dispositivos de detección de fugas y gas para aplicaciones de hidrógeno	< 1 por año	Daño menor	Bajo	Si	Prueba de choque de temperatura	Cámara de temperatura con control de humedad para interfaces	Requerido para verificación del diseño de línea producción o cambio de repuestos o proveedor de repuestos
9	¿Qué pasa si las bajas temperaturas causan la congelación de la celda y / o alteran el equilibrio de los componentes de la planta?	Asegúrese de que se usan secuencias de puesta en marcha y apagado apropiadas para mitigar el riesgo de congelación. Utilice sensores para la gestión de la temperatura e inicie el apagado. Considere sistemas de almacenamiento de baterías con calentadores para la gestión térmica durante los períodos de apagado y arranque.	1 en 100 años	Daño moderado	Bajo	No	N.A.	N.A.	Requisito y procedimientos de mantenimiento
10	¿Qué pasa si la entrada de aire de la celda de combustible está contaminada con polvo?	Considere implementar sistemas de filtración de aire aguas arriba y de detección de la carga del filtro, revisar los intervalos de mantenimiento de acuerdo con el ambiente	> 1 por año	Daño menor	Medio	N.A.	N.A.	N.A.	Verificación del diseño crítico. Certificado de conformidad de tipo de filtros. Plan de mantenimiento e inspecciones
11	¿Qué pasa si el sistema de celda de combustible está expuesto a grandes variaciones en la presión ambiental?	Revise las métricas de eficiencia y rendimiento a presión variable con el proveedor del sistema de celda de combustible. Si es necesario, agregue monitoreo / compensación de la presión del aire de entrada, como dispositivos de sobrealimentación	> 1 por año	Daño menor	Medio	N.A.	N.A.	N.A.	Certificado de conformidad del fabricante para operación de CC en altura
12	¿Qué pasa si el vehículo se sumerge en el agua?	Si LH2: Evitar el LH2 es la principal estrategia de mitigación Si GH2: Considere los procedimientos para la recuperación segura, incluida la posibilidad de venteo remoto antes de la recuperación	1 en 100 años	Catastrófico	Alto	N.A.	N.A.	N.A.	Manual de mantención Capacitación de first responder Diseño de dispositivo de venteo remoto

13	¿Qué pasa si el vehículo es empujado fuera del camino por un deslizamiento de tierra? ¿Qué pasa si hay daños en los sistemas de hidrógeno por la carga?	Instale elementos resistentes a los impactos para proteger los componentes de alta presión, instale componentes de alto riesgo en áreas bien protegidas del vehículo, si es posible. Considere el uso de válvulas de exceso de flujo u orificios fijos para detener o reducir las tasas de fuga.	1 en 10 años	Daño moderado	Medio	N.A.	N.A.	N.A.	Revisión modelo de cálculo de estructura para elementos de protección de elementos de alta presión.
14	¿Qué pasa si la nieve / hielo / barro / polvo obstruyen la entrada de la celda de combustible?	Procedimiento de apagado automático por baja presión de entrada (igual que la filtración)	< 1 por año	Daño menor	Bajo	N.A.	N.A.	N.A.	Existencia de procedimientos
15	¿Qué pasa si la nieve / hielo se acumula en equipos complementarios?	Mitigación a través del manual de mantenimiento durante eventos climáticos y/o integración de barreras protectoras	> 1 por año	Daño menor	Medio	N.A.	N.A.	N.A.	Existencia de Manual de Mantenimiento
16	¿Qué pasa si la nieve / hielo hace que las válvulas de hidrógeno dejen de funcionar?	Para válvulas críticas de seguridad: considere carcasas protectoras para actuadores si es necesario	1 en 10 años	Daño menor	Bajo	SI	Verificación de funcionamiento de válvulas a bajas temperaturas	Cámara de temperatura con control de humedad	Revisión crítica del diseño Certificado de conformidad del fabricante para funcionamiento de válvulas de seguridad en ambientes con baja temperatura
17	¿Qué pasa si el operador causa una colisión con otro vehículo?	Estrategias de mitigación operativa, vehículo autónomo. Instale elementos resistentes a los impactos para proteger los componentes de alta presión, instale componentes de alto riesgo en áreas bien protegidas del vehículo si es posible. Considere el uso de válvulas de exceso de flujo u orificios fijos para detener o reducir las tasas de fuga.	1 en 100 años	Daño moderado	Bajo	N.A.	N.A.	N.A.	Revisión crítica del diseño Revisión modelo de cálculo estructural del sistema
18	¿Qué pasa si la colisión ocurre con un vehículo con explosivos?	Estrategias de mitigación operativa, vehículo autónomo	1 en 100 años	Catastrófico	Alto	N.A.	N.A.	N.A.	Manuales de procedimiento
19	¿Qué pasa si ocurre una colisión entre el vehículo y la estación de servicio?	Protección de barrera que rodea la estación en los puntos de interfaz con el vehículo para evitar colisiones	1 en 1000 años	Catastrófico	Alto	N.A.	N.A.	N.A.	Revisión crítica del diseño Revisión modelo de cálculo estructural del sistema
20	¿Qué pasa si la camisa de vacío del sistema LH2 del camión falla?	Los venteos y las rutas de descarga deben dimensionarse y ubicarse para mitigar el peligro. Considere los peligros de exposición del sistema de venteo a impactos de colisión por deslizamientos de tierra, rocas, etc. Considere las rutas de venteo redundantes, especialmente para los sistemas LH2. Los sistemas de venteo deben diseñarse e inspeccionarse para que estén libres de barro/escombros, agua/hielo, etc.	1 en 100 años	Daño moderado	Bajo	N.A.	N.A.	N.A.	Manual de mantenimiento e inspecciones. Verificación del diseño. Revisión modelo de cálculo estructural del sistema
21	¿Qué pasa si el sistema de almacenamiento de hidrógeno gaseoso se ventila?	Los venteos y las rutas de descarga deben dimensionarse y ubicarse para mitigar el peligro. Considere los peligros de exposición del sistema de venteo a impactos de colisión por deslizamientos de tierra, rocas, etc. Considere las rutas de venteo redundantes, especialmente para los sistemas LH2. Los sistemas de venteo deben diseñarse e inspeccionarse para que estén libres de barro/escombros, agua/hielo, etc.	< 1 por año	Daño menor	Bajo	N.A.	N.A.	N.A.	Verificación crítica del diseño Manual de mantenimiento.

22	¿Qué pasa si el abastecimiento de hidrógeno a gran velocidad sobrecalienta los tanques de almacenamiento?	Desarrollo de protocolos de abastecimiento de combustible adecuados para la aplicación para la mitigación de los excesos en T, P cuando se utilizan tanques COPV (L / D, mezcla, estratificación)	1 en 1000 años	Severe Loss	Medio	N.A	N.A.	N.A.	Manual de operación y mantenimiento. Certificado de diseño del sistema de abastecimiento de hidrógeno. Certificado de diseño del tanque de hidrógeno para flujo máximo y presión de entrada
23	¿Qué pasa si ocurre un evento de fuga durante el abastecimiento de combustible?	Mantenimiento rutinario de las interfaces de abastecimiento de combustible. La frecuencia de mantenimiento puede aumentarse de acuerdo con el ambiente. Se debe instalar un circuito independiente de parada de emergencia para la estación de servicio, y el personal debe estar capacitado para su uso y conocer su ubicación.	1 en 10 años	Daño menor	Bajo	NA	N.A.	N.A.	Manual de mantenimiento. Verificación del diseño Capacitación recurso humano
24	¿Qué pasa si el vehículo se aleja cuando está conectado a la(s) boquilla(s) de abastecimiento de combustible?	Debe tener dispositivos de corte por rotura de mangueras (breakaway) para mitigar el riesgo	1 en 10 años	Daño moderado	Medio	Si	N.A.	N.A.	Certificado de conformidad de tanque H2 Certificado de conformidad de manguera de abastecimiento y sistema breakaway Manual de inspección y mantenimiento

9.4.2 Ensayos de vibración de componentes

9.4.2.1 Nombre de la prueba

Vibración de componentes críticos sujetos a ambiente minero

9.4.2.2 Objetivo general y específicos de la prueba

Objetivo general:

- Determinar resistencia de componentes o sistemas críticos y sus interfaces frente a vibraciones levantadas desde el medioambiente de operación.

Objetivos específicos:

- Determinar la integridad física del sistema o componente sujeto a vibraciones producidas por operar en un ambiente minero
- Determinar la mantención de la presión de hidrógeno dentro de los componentes sujetos a vibración.
- Determinar la resistencia mecánica de los componentes sujetos a vibración al ser integrado con otros componentes
- Determinar integridad de sellos y juntas de los componentes

9.4.2.3 Parámetros para evaluar

- Presión del sistema
- Torque de los sistemas de acople
- Fugas de hidrógeno del sistema
- Calidad de los sellos y juntas
- Integridad de las interfaces

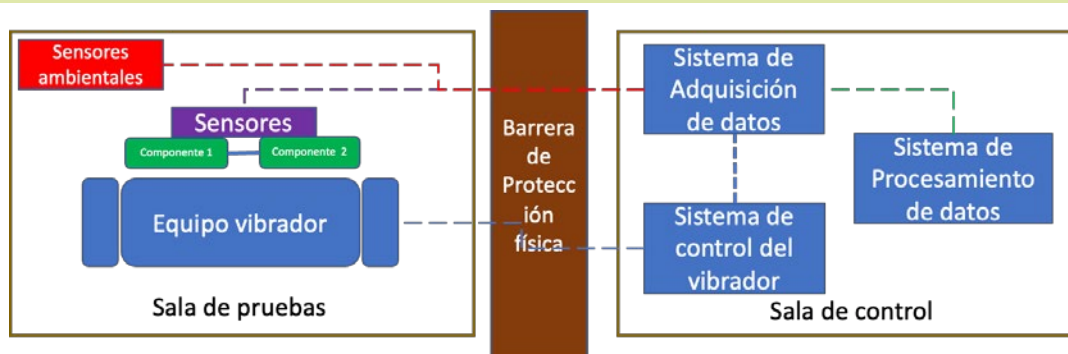
9.4.2.4 Marco referencial

- Los componentes de un sistema de hidrógeno que operan en un ambiente minero de transporte y movilidad están sujetos a vibraciones y choques producto de las sollicitaciones que recibe el medio de transporte en el que están insertos, sea por el tránsito sobre caminos mineros, la carga de mineral o golpes sufridos por equipos que interactúan con el vehículo de transporte.
- La integración entre componentes es lo que se debe someter a pruebas de vibración de manera de asegurar que dicha integración entre partes permanece integró luego de ser sometidos en conjunto a este tipo de sollicitaciones.
- Para lo anterior se debe recrear el ambiente operacional en un banco de pruebas de vibración y choque que reproduzca el ambiente de vibraciones propios de un ambiente minero.
- Se deberán considerar además la realización de pruebas a los componentes considerando las diferencias de temperaturas día noche, además de las de diferentes estaciones del año.

9.4.2.5 Set up experimental o layout de la prueba

La Figura 4-1 muestra un esquema general de la disposición de instalaciones, equipos e instrumentos considerados para realizar pruebas de vibración en una instalación de pruebas ambientales acondicionada para ello. Se resalta que la instalación consiste en dos salas separadas por una barrera física capaz de resistir un incendio u explosión que pueda generarse en la sala de pruebas durante la ejecución de ellas. Por otro lado dentro de la sala de pruebas se resaltan los sensores ambientales que dan cuenta de las condiciones en que se realizaron las pruebas de la perspectiva de temperatura, presión y humedad ambiente. También los sensores relacionados directamente a la prueba y que para el caso en análisis pueden ser sensores de temperatura, llama, hidrógeno y acelerómetros entre otros.

Figura 4-1 Esquema de pruebas de vibración en laboratorio



9.4.2.6 Infraestructura de prueba

- Instalación de pruebas para ambientes ATEX
- Sala de pruebas y sala de control separadas
- Banco de pruebas de vibración
- Sistema de acople al banco de pruebas para los componentes a testear

9.4.2.7 Metodología

La metodología para el diseño y desarrollo de las pruebas de vibración puede ser separado en tres etapas principales:

- Levantamiento de parámetros de vibración y choque desde el medioambiente de operación. En este punto es importante resaltar que los actuales vehículos mineros funcionan con un motor a combustión el que genera vibraciones al que se transmiten a todo el vehículo. Lo vehículos con celdas de combustible no tendrán este punto de generación de vibraciones, por lo cual es un antecedente que deberá analizarse en detalle para definir lo reales parámetros de vibración durante la operación
- Análisis de la información levantada y diseño de las pruebas de vibración en banco de pruebas considerando lo requerido en la norma MIL-STD-810H, "Test method standard: environmental engineering considerations and laboratory tests".
- Preparación y desarrollo de las pruebas de vibración mediante la aplicación de la norma MIL-STD-810H, "Test method standard: environmental engineering considerations and laboratory tests".

9.4.2.8 Instrumentos de medición

- Sistema de adquisición de datos
- Sistema de procesamiento de datos
- Sistema controlador del banco de vibraciones
- Acelerómetros triaxiales
- Sensores detectores de H2
- Medidor de presión de hidrógeno

- Sensores de temperatura y humedad
- Llave de torque

9.4.2.9 Principales materiales

- Componentes a someter a pruebas
- Hidrógeno gaseoso para activar el sistema
- Nitrógeno para limpiar el sistema luego de terminada la prueba

9.4.2.10 Bibliografía y normativa

- MIL-STD-810H, "Test method standard: environmental engineering considerations and laboratory tests".

9.4.3 Entrevista a Minera Centinela (AMSA) y proyecto HYDRA

Fecha: 29 de junio de 2022

Participantes:

- Minera Centinela (AMSA)
 - o José Luis Ulloa, jefe de gestión de riesgos de minera centinela
 - o Fabián Suárez Muñoz, Gerente de medio ambiente de minera centinela
 - o Juan Pablo rebolledo responsable del riesgo regulatorio y polvo en minera centinela.
- Proyecto HYDRA
 - o Luís Marín, jefe del proyecto (Mining3)
 - o Camilo Reyes, Encargados de pruebas y temas regulatorios (Mining3)
- Banco Mundial (TWB)
 - o Roberto Estévez
- Sernageomin
 - o Jorge Vargas,
- Consultora Quinetic
 - o Rodrigo Caro
 - o Juan de Dios Rivera

Desarrollo

Fabián Suárez señala que actualmente en minera centinela se realiza la medición de polvo en estaciones fijas que se ubican cerca de los campamentos mineros y que miden el material particulado pm 10 que se encuentra en el ambiente mediante el sistema denominado e-sampler.

Actualmente minera centinela tiene un proyecto para medir en línea la concentración de polvo en los caminos mineros y verificar de esta manera que el riego que se realiza sobre ellos está funcionando adecuadamente evitando que se levante polvo durante el desplazamiento de los equipos mineros. El proyecto se denomina Smart Road. Fabián señala que los caminos mineros se riegan en tramos de 60 metros, dejando otros 60 metros sin regar y así sucesivamente con el objeto de mantener la seguridad y evitar el resbalamiento de los equipos mineros por la saturación de agua de los caminos. De acuerdo a la legislación de seguridad los caminos mineros no se riegan en las curvas.

Para el proyecto de medición en línea de concentración de material particulado, minera Centinela incorporó equipos de medición de concentración de polvo en línea aproximadamente a 9 camiones CAEX. Las mediciones de concentración de polvo se realizan con una frecuencia de 10 segundos y el instrumento está localizado en la entrada de las tomas de aire del camión CAEX. Actualmente el equipo de medición de material particulado está fijado para que mida solamente en el rango correspondiente a PM 100. Lo anterior debido a que, durante las pruebas de calibración inicial, los equipos se saturaron. Dado lo anterior, decidieron que solamente ese tamaño de partícula e intervalo de tiempo serían considerados. Según señala Fabián Suez, la zona de mayor concentración de polvo se encuentra en la zona de carguío de los camiones, encontrándose concentraciones de PM 100 del orden de 8000 microgramos por metro cúbico. De acuerdo a lo señalado por minera Centinela, el tiempo que se demora encargar un camión CAEX no supera los 15 minutos y que en general corresponde aproximadamente a 3 baldas. En minera Centinela las concentraciones de polvo PM 100 son catalogadas como: altas si son >2000 mg/m³, medias altas de polvo si están entre 1500-2000 mg/m³, y medias bajas si se encuentran entre 500-1500 mg/m³. Dichas concentraciones variarán según la localización del camino minero en el rajo y en particular si se realiza cerca de la zona de carguío de los camiones CAEX.

Por su parte Luis Marín de Mining3, jefe del proyecto HYDRA, señala que ellos instrumentaron una camioneta para medir las concentraciones de polvo en los caminos mineros dentro de minera Centinela con el objeto de entender qué tipo de material particulado se encuentra en un ambiente minero. Para ellos se equipó una camioneta a la que se instaló una toma de muestras a una altura de 1,8 m sobre el nivel del piso. Sin embargo, la altura deseada era al menos 2,5 m dado que es más representativa de la altura de los de los equipos mineros como el camión CAEX. Los tamaños de partícula que se midieron originalmente correspondieron a PM 1, PM 25 y PM 100. El equipo que utilizaron para la medición en línea de la concentración de material particulado es un equipo portátil marca Dustmate. El proyecto HYDRA también caracterizará el polvo recolectado durante las pruebas y también los filtros del vehículo. De acuerdo a Luis Marín, los filtros que actualmente utiliza los equipos mineros para los sistemas de filtrado de aire para los motores a combustión diésel no servirían para el nivel de filtrado que requieren los filtros de las celdas de combustible a hidrógeno. Durante las mediciones de material particulado PM 1 y PM 10 Luis Marín señaló que el equipo se les saturó al entrar a la mina por lo que debieron calibrarlo y extender el tiempo de ciclo para las timas de muestras. Las primeras mediciones de concentración de polvo realizadas por el proyecto HYDRA en minera Centinela indican concentraciones máximas de PM 2,5 y PM 10 del orden de 6528 mg/m³ y de 650 mg/m³ para PM 10. Sin embargo, de acuerdo a lo indicado por Luis Marín, las mediciones deben volver a realizarse para tener una mayor cantidad de datos.

En relación a la caracterización del polvo ambiente en la mina, Luis Marín resalta que es importante conocer su composición química por cuanto algunos tipos sensores de hidrógeno; como los sensores catalíticos de hidrógeno, pueden ser afectados por las características químicas de dichos polvos, impactando en la capacidad de detectar y medir la concentración de hidrógeno. Al respecto Fabián Suez señala que en un recinto minero puede haber diferentes composiciones de polvos, resaltando que en minera Centinela tienen un rajo con óxidos de cobre y otro rajo con sulfuros de cobre.

9.5 Apéndices del capítulo 5

El capítulo 5 no tiene apéndices.

