



Guía sobre escenarios de accidente en instalaciones en las que se manipule hidrógeno



Febrero 2025

Entidad colaboradora: Vysus Group

Presentación

El hidrógeno es un recurso energético que presenta múltiples ventajas y propiedades físicas: es el único combustible que no genera dióxido de carbono durante su utilización, ya que su combinación con oxígeno produce únicamente agua; al ser un combustible renovable, las reservas son inagotables.

Se puede almacenar como gas presurizado o como líquido. Contribuye a la integración de las energías renovables en el sistema energético, almacenando y transportando los excedentes de producción de energía eléctrica. El hidrógeno no se considera una fuente de energía primaria, como los combustibles fósiles o las energías solar, hidráulica o eólica, sino un medio para almacenar y transportar energía; es decir, un vector energético.

Se ha popularizado el uso de colores para referirse al origen del hidrógeno en función de la energía utilizada para su obtención. El “gris” hace referencia al hidrógeno obtenido a partir de la utilización de combustibles fósiles, con la consiguiente emisión de carbono dióxido. El término “azul” se usa para la producción a partir también de combustibles fósiles, pero gestionando las emisiones de CO₂ mediante el uso de tecnologías de captura u otras formas de compensación. El término “verde”, finalmente, se aplica a la producción generalmente a partir de agua y empleando electricidad renovable, aunque también a partir de otras fuentes como la biomasa. Actualmente el 90% del hidrógeno que se consume en el mundo está categorizado como “gris”.

Bajo esta perspectiva, se anticipa un horizonte de desarrollo de un mercado europeo y global del hidrógeno, asociado a su función de habilitador de la integración de las tecnologías renovables eléctricas en el sistema energético, su papel como estabilizador del sistema, y su capacidad como agente de descarbonización en determinadas aplicaciones industriales, en el transporte y en el sector de los edificios. La Estrategia Vasca del Hidrógeno tiene como objetivo establecer las condiciones para la producción de hidrógeno renovable, su almacenamiento, transporte y distribución en el mercado local y, al mismo tiempo, que sirvan de base para establecer un centro logístico con relevancia en el mercado internacional.

Las tecnologías relacionadas con el hidrógeno están evolucionando rápidamente, por lo que es crucial que tanto las empresas como las Administraciones comprendan y adquieran un conocimiento profundo sobre sus riesgos y características.

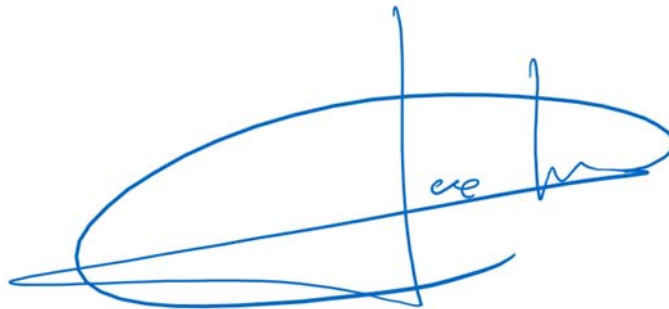
Para definir la seguridad de las instalaciones se está utilizando como marco la norma UNE ISO 19880 que en su apartado 6 establece que para garantizar la seguridad de las instalaciones debe realizarse una gestión del riesgo basada en un análisis cuantitativo de riesgos en el que se describan todos los escenarios posibles de accidente.

Con el fin de homogeneizar los análisis de riesgos de estas instalaciones en relación con el número y la tipología de los posibles escenarios de accidente a tener en cuenta en dichos análisis, esta Dirección solicitó a Vysus la realización de una guía en la que se recojan los posibles escenarios de accidente a tener en cuenta en las diferentes tipologías de instalación que utilicen hidrógeno con cualquier finalidad.

Fruto de esta colaboración se redactó el informe que se introduce a continuación, con la indicación de que debe utilizarse para realizar los análisis cuantitativos de riesgos de las instalaciones de hidrógeno que se vayan a poner en servicio en Euskadi y con la esperanza de que sea de utilidad al resto de agentes que actúen en otras comunidades del estado.

Desde esta Dirección se pretende que esta guía sea utilizada por todo aquel agente que la considere de utilizar con el fin de garantizar la seguridad de las instalaciones de hidrógeno.

Firmado:



Jose Luis Azkue Arrastoa

Director de Desarrollo y Administración Industrial

Vitoria – Gasteiz, 18 febrero de 2025

Índice

1	Introducción	9
1.1	Antecedentes	9
1.2	Objeto y alcance	10
2	Análisis del riesgo en instalaciones que almacenan o utilizan hidrógeno	11
3	ACR	13
3.1	Identificación de secciones de escape	14
3.2	Contaje de componentes.	16
3.3	Tamaño de fuga	17
3.4	Frecuencia de fuga	17
3.5	Probabilidad de ignición	20
3.6	Cálculo de efectos y consecuencias	21
4	Relación de escenarios	22
5	Modificaciones de la guía	22
6	Conclusiones y recomendaciones	23
6.1	Conclusiones	23
6.2	Recomendaciones	23
7	Referencias	24
	Anexo A Tabla de distribución de frecuencias	25
	Anexo B Distribuciones consideradas	27
	Anexo C Bow-tie fuga interna (fallo de la membrana)	28

Lista de Tablas

Tabla 1 Secciones de escape mínimas a considerar	7
Tabla 2 Secciones de escape mínimas a considerar	15
Tabla 3 Distribuciones de las probabilidades de fallo por componentes (fuente: HyRAM+[5])	20
Tabla 4 Distribuciones de las probabilidades de fallo para los accidentes (fuente: HyRAM+[5])	20
Tabla 5 Escenarios mínimos a considerar	22

Lista de figuras

Figura 1 Metodología propuesta para las instalaciones de hidrógeno	7
Figura 2 Árbol de eventos de una fuga de hidrógeno en un contenedor o edificio	11
Figura 3 Árbol de eventos de una fuga de hidrógeno al aire libre	11

Figura 4	Árbol de eventos de la rotura de un cilindro o botella de hidrógeno	12
Figura 5	Metodología ACR (fuente: UNE-ISO 19880-1:2020, Anexo A)	13
Figura 6	Esquema para la elaboración del ACR	14
Figura 7	Esquema de los proyectos de hidrógeno (ejemplo)	15
Figura 8	Frecuencia de fuga de hidrógeno gas por componente (fuente: HyRAM+ [5])	18
Figura 9	Frecuencia de fuga de hidrógeno líquido por componente (fuente: HyRAM+ [5])	18
Figura 10	Árbol de fallos para las fugas del dispensador	19
Figura 11	Probabilidad de ignición propuesta por Vysus	21

Glosario

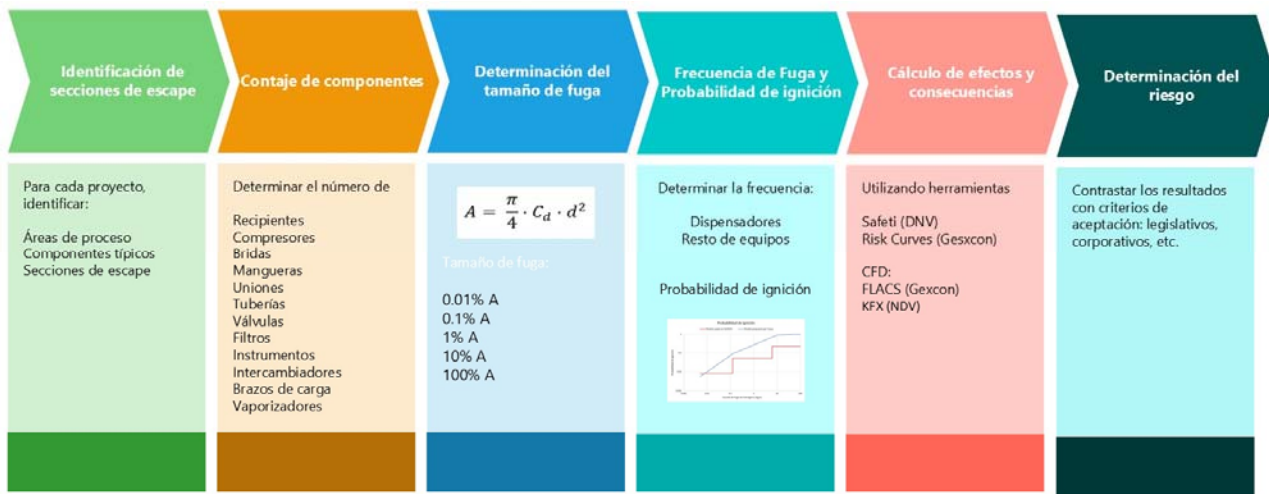
ACR	Análisis Cuantitativo de Riesgo
AR	Análisis de Riesgo
CFD	Computational fluid dynamics: Fluidodinámica computacional.
DB	Directriz Básica
DESMA	Departamento de Desarrollo Económico, Sostenibilidad y Medio Ambiente del Gobierno Vasco
DDT	Deflagration to detonation Transition: Transición de detonación a deflagración.
EAC	Estudio de Alcance de Consecuencias
FSA	Functional Safety Assessment, Evaluación de la Seguridad Funcional
IBA	Información Básica para la elaboración del Plan de Emergencia Exterior
IS	Informe de Seguridad
LEL	Límite inferior de inflamabilidad
PAU	Plan de Autoprotección
PEE	Plan de Emergencia Exterior
PPAG	Política de Prevención de Accidentes Graves
SGS	Sistema de Gestión de la Seguridad
SIL	Safety Integrity Level, Nivel de Integridad de Seguridad
ZA	Zona de Alerta
ZD	Zona de Efecto Dominó
ZI	Zona de Intervención

Sumario

El objetivo de la presente guía es la identificación de los escenarios mínimos exigibles en los ACRs de las instalaciones en las que se manipula hidrógeno en sus diferentes usos.

Para esto, en primer lugar, se propone una metodología para la realización de ACR en instalaciones en las que se manipula hidrógeno en sus diferentes usos, resumida a continuación en la Figura 1:

Figura 1 Metodología propuesta para las instalaciones de hidrógeno



Dependiendo de las áreas de proceso presentes en cada instalación o proyecto, se consideran los siguientes escenarios mínimos a considerar:

Tabla 1 Secciones de escape mínimas a considerar

Área de Proceso	Descripción	Escenarios mínimos a considerar
Sala o módulo de Electrolizadores	Desde electrolizador hasta válvula de aislamiento o conexión con la siguiente área de proceso (incluido el electrolizador)	Fuga en la sección que engloba desde electrolizador hasta válvula de aislamiento o conexión con la siguiente área de proceso (incluido el electrolizador). Fallo de la membrana y mezcla explosiva
Compresores	Succión del compresor: desde válvula de admisión o conexión con el área anterior a succión Descarga del compresor: desde descarga del compresor hasta la válvula de aislamiento o conexión con la siguiente área de proceso	Fuga en la tubería de succión del compresor: desde válvula de admisión o conexión con el área anterior a succión Fuga en la tubería de descarga del compresor: desde descarga del compresor hasta la válvula de aislamiento o conexión con la siguiente área de proceso
Almacenamiento (tanques o cilindros)	Compresor Tuberías de conexión Depósito	Fuga en el compresor Fuga en las tuberías de conexión de los recipientes Rotura del depósito

Área de Proceso	Descripción	Escenarios mínimos a considerar
Dispensador	Dispensador	Fuga en el dispensador
Sección de purificación	Desde entrada a sección a válvula de aislamiento o conexión con siguiente sección	Fuga en la tubería de entrada a sección a válvula de aislamiento o conexión con siguiente sección
Tuberías aéreas < 25 m de longitud	Tubería	Fuga en la tubería
Tuberías enterradas < 25 m de longitud	Tubería	Fuga en la tubería

Diferentes áreas de proceso y escenarios pueden agruparse siempre que se justifique adecuadamente.

1 Introducción

La industria del hidrógeno se encuentra en plena expansión. La necesidad de combatir el cambio climático ha acelerado el interés por el hidrógeno y en la actualidad se están planificando, en todo el mundo, numerosas instalaciones de generación, almacenaje, distribución y manejo de hidrógeno. Las tecnologías asociadas al hidrógeno se encuentran en un proceso de evolución muy rápido, por lo que es esencial que las empresas y las administraciones sean conscientes y asienten un conocimiento en profundidad sobre sus riesgos y características.

El hidrógeno producido por electrólisis usando electricidad obtenida mediante energías renovables, el hidrógeno verde, se está convirtiendo en un vector vital para la transformación energética encaminada a la reducción de las emisiones de CO₂ y está siendo una de las aplicaciones del hidrógeno con un mayor crecimiento, ayudado por la reducción de precios en los electrolizadores.

En el País Vasco existen muchos proyectos relacionados con el hidrógeno en diferentes fases de desarrollo (desde fase de factibilidad a proyectos que ya están en fase de implantación), previstos para los próximos años. El Departamento de Desarrollo Económico, Sostenibilidad y Medio Ambiente (DESMA) tiene entre sus funciones la política industrial que incluye las competencias en Seguridad Industrial, por lo que le corresponde velar porque la materialización de estos proyectos se realice de la forma más segura posible.

1.1 Antecedentes

No existe en la actualidad una legislación específica relativa a las instalaciones que almacenan o utilizan hidrógeno, con la excepción de las hidrogeneras, que se incluyen en el RD 919/2006 [6] y el RD 542/2020 [7]. La producción de hidrógeno está considerada como una actividad industrial propia de la industria química y el marco legal de aplicación depende de la tipología o actividad del establecimiento que alberga la instalación de hidrógeno.

En la Unión Europea, el uso de todo tipo de equipos, incluidos los eléctricos en áreas con presencia de sustancias inflamables está regulada por la directiva ATEX [2], transpuesta al ordenamiento español mediante el Real Decreto 681/2003 [3]. En ella se impone la necesidad de realizar una evaluación de riesgo a los establecimientos que manipulan sustancias inflamables. En concreto, en lugares de trabajo en los que los trabajadores puedan verse expuestos a riesgos derivados de atmósferas explosivas, el industrial deberá disponer de un documento de protección contra explosiones que debe reflejar *“que se han determinado y evaluado los riesgos de explosión”* (Artículo 8, párrafo a)).

Así mismo, la ley de prevención de riesgos laborales [1] indica en su exposición de motivos: “La protección del trabajador frente a los riesgos laborales exige una actuación en la empresa que desborda el mero cumplimiento formal de un conjunto predeterminado, más o menos amplio, de deberes y obligaciones empresariales y, más aún, la simple corrección a posteriori de situaciones de riesgo ya manifestadas. La planificación de la prevención desde el momento mismo del diseño del proyecto empresarial, la **evaluación** inicial de los riesgos inherentes al trabajo y su actualización periódica constituyen los elementos básicos del nuevo enfoque en la prevención de riesgos laborales que la Ley plantea.”

Estas normativas, aunque exigen de forma explícita una evaluación de los riesgos presentes en el establecimiento, no detallan qué tipo de análisis debe realizarse. Es responsabilidad del industrial asegurar

que se han utilizado herramientas adecuadas y que el riesgo se ha reducido a un nivel aceptable, normalmente mediante la implementación en la empresa de un sistema de gestión del riesgo. Por otro lado, parece razonable esperar que la administración competente exija un nivel máximo de protección.

Dada la relativa novedad de muchas de las aplicaciones de hidrógeno, no existen muchos datos estadísticos sobre sus riesgos. Sin embargo, en la actualidad, la creciente cantidad de proyectos y estudios dedicados al hidrógeno ha impulsado el avance del conocimiento sobre los riesgos del hidrógeno y la recopilación de datos de campo. Este aumento de la información permite a los responsables de la toma de decisiones cuantificar con mayor precisión los riesgos relacionados con las nuevas aplicaciones del hidrógeno. De esta manera que se intenta poner el foco en los riesgos reales del hidrógeno, más que en los riesgos hipotéticos.

1.2 Objeto y alcance

La presente guía tiene como objetivo proporcionar a la administración una herramienta para definir los posibles escenarios a considerar en instalaciones que utilizan o almacenan hidrógeno, independientemente de la tipología del establecimiento que las acoge (por ejemplo, si el establecimiento se encuentra afectado por la Directiva Seveso o no).

Las instalaciones objeto de la presente guía son:

- Instalaciones de producción de hidrógeno por electrólisis: electrolizadores;
- Tuberías de transporte;
- Almacenamiento;
- Compresión;
- Instalaciones receptoras;
- Hidrogeneras;
- Plantas piloto e instalaciones de pruebas; y
- Otras instalaciones análogas.

Cabe tener en cuenta que, con respecto al alcance de la presente guía, la definición de escenarios en las hidrogeneras no incluye a los vehículos que están repostando. Tampoco se ha incluido el transporte de hidrógeno por carretera, así como los vehículos que funcionan con hidrógeno.

2 Análisis del riesgo en instalaciones que almacenan o utilizan hidrógeno

El hidrógeno es un gas extremadamente inflamable. En caso de fuga, las posibles consecuencias engloban, en el caso de encontrar alguna fuente de ignición, dardos de fuego, flash-fire, bolas de fuego i explosiones. En caso contrario, se producirá una dispersión sin efectos. El análisis del riesgo debe tener en cuenta esta peligrosidad. Para las fugas de hidrógeno más comunes, se muestran los árboles de eventos correspondientes:

Figura 2 Árbol de eventos de una fuga de hidrógeno en un contenedor o edificio

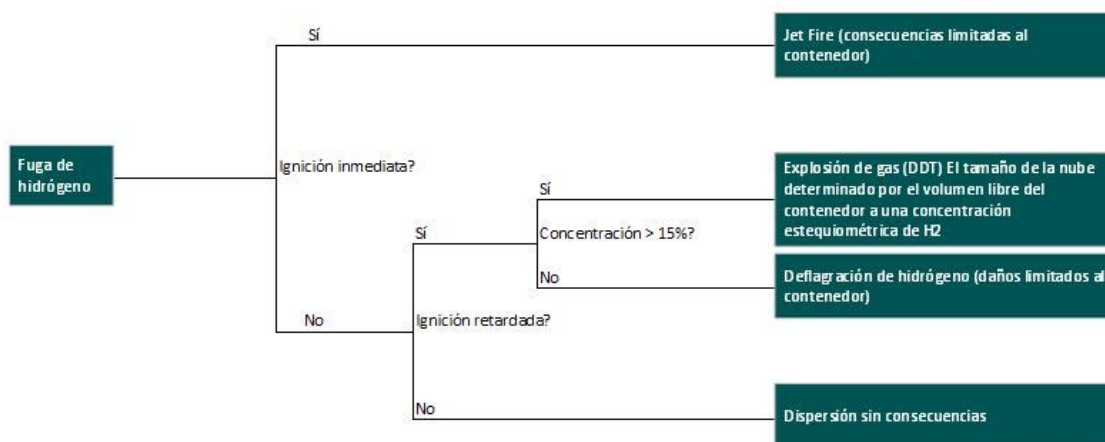


Figura 3 Árbol de eventos de una fuga de hidrógeno al aire libre

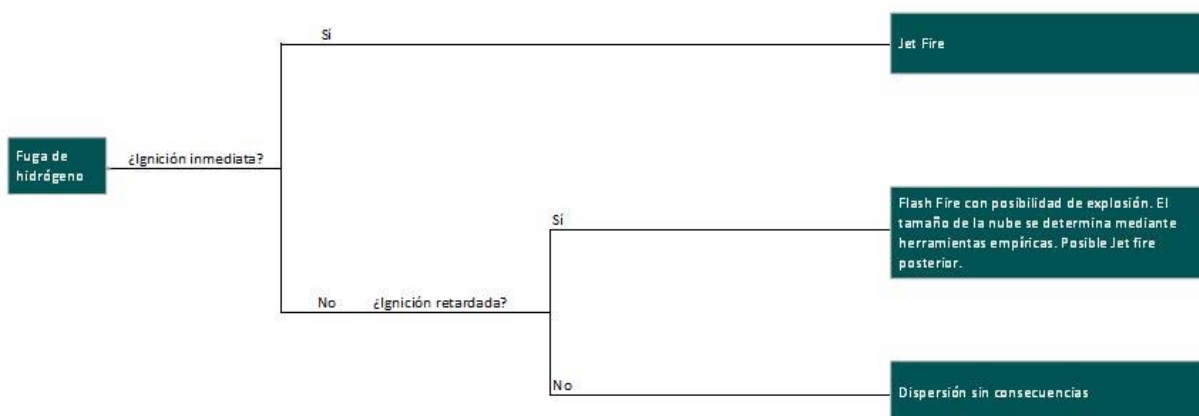
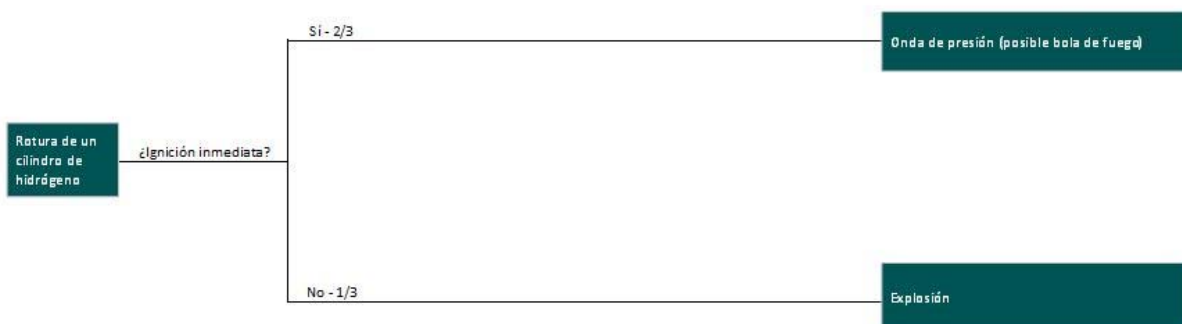


Figura 4 Árbol de eventos de la rotura de un cilindro o botella de hidrógeno



En el caso de una rotura de un depósito de hidrógeno (Figura 4) existen incertidumbres respecto a la ignición retardada tanto en términos de su probabilidad como en cuanto a la energía que se debe utilizar en los cálculos de la explosión. El modelo propuesto por Vysus en [4] recomienda considerar la probabilidad de ignición retardada como 1/3 y sugiere utilizar una energía en la explosión que corresponde a un valor medio del 30% de la energía disponible. Este valor es un valor medio entre el 50% que se estima para botellas pequeñas y entre 15 y 20% para botellas más grandes. Estos valores se podrán discutir en el análisis de riesgo, si se dispone de datos experimentales más completos o si la experiencia acumulada lo permite.

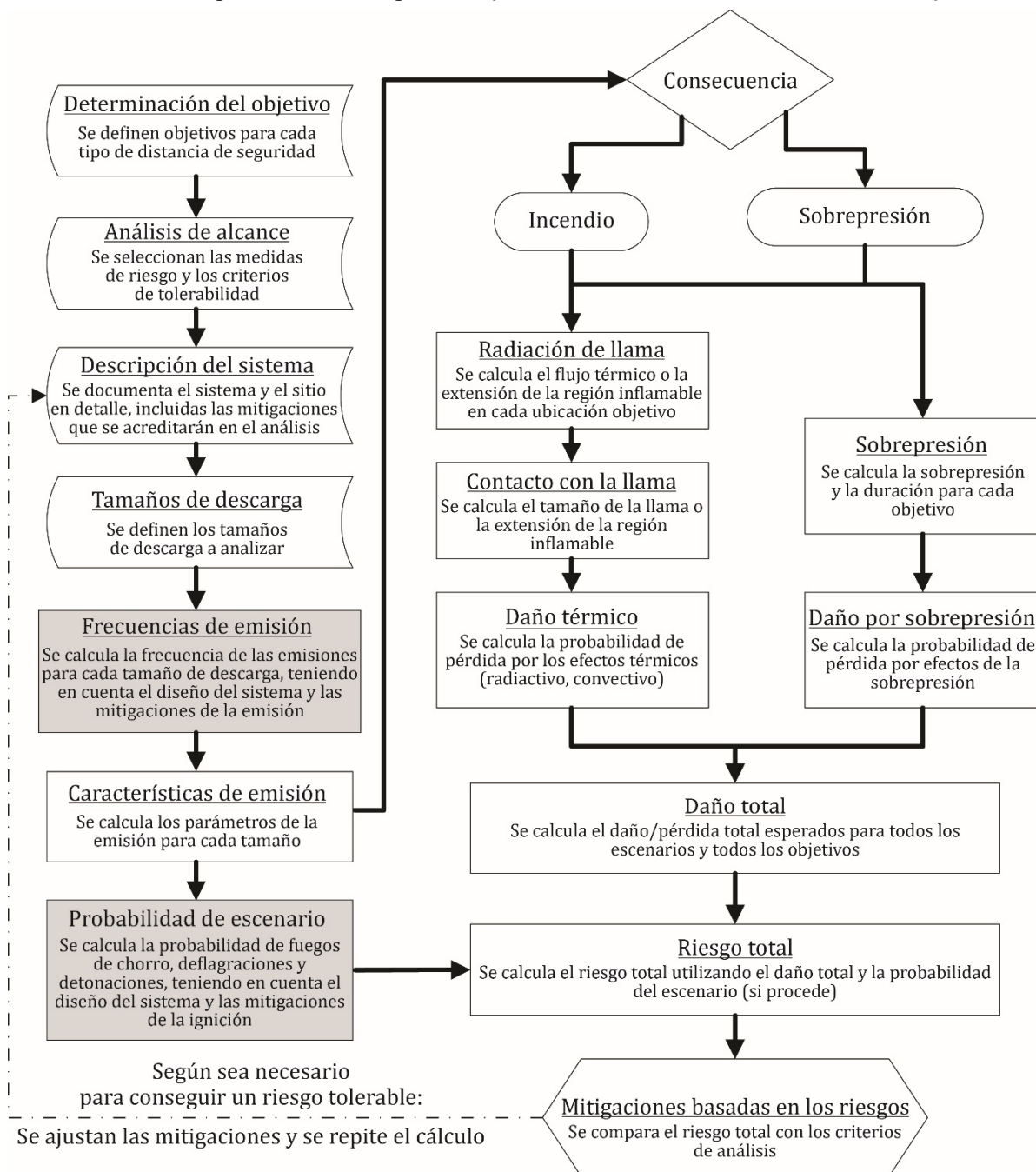
Hoy en día existen muchas estrategias para la gestión del riesgo en establecimientos industriales. Vysus recomienda utilizar una combinación de herramientas típicamente usadas en la industria, como son HAZID-HAZOP-LOPA-SIL o BowTie, juntamente con un enfoque más orientado a los escenarios. Con respecto a este último enfoque, Vysus propone la siguiente distinción:

- En instalaciones simples, con un número limitado de equipos y tuberías, típicamente **instalaciones con cantidades de hidrógeno iguales o menores a 100 kg**, puede realizarse un estudio de análisis de consecuencias (EAC), con un número limitado de escenarios y considerando las situaciones de mayor alcance (aproximación determinista tipo *worst-case scenario*).
- En instalaciones de mayor complejidad, en las que el número de posibles puntos de fuga de hidrógeno (bridas, juntas, etc) es mayor, típicamente **instalaciones con cantidades de hidrógeno mayores de 100 kg**, el análisis recomendado incluye un Análisis cuantitativo de riesgo (ACR). En estos casos, Vysus recomienda que la definición de escenarios sea más exhaustiva. Para instalaciones de menor tamaño el ACR se puede utilizar de forma voluntaria, por el promotor del proyecto, para un mayor detalle del riesgo de la instalación y gestión del mismo. La presente guía propone una definición de los escenarios a calcular en el ACR.

3 ACR

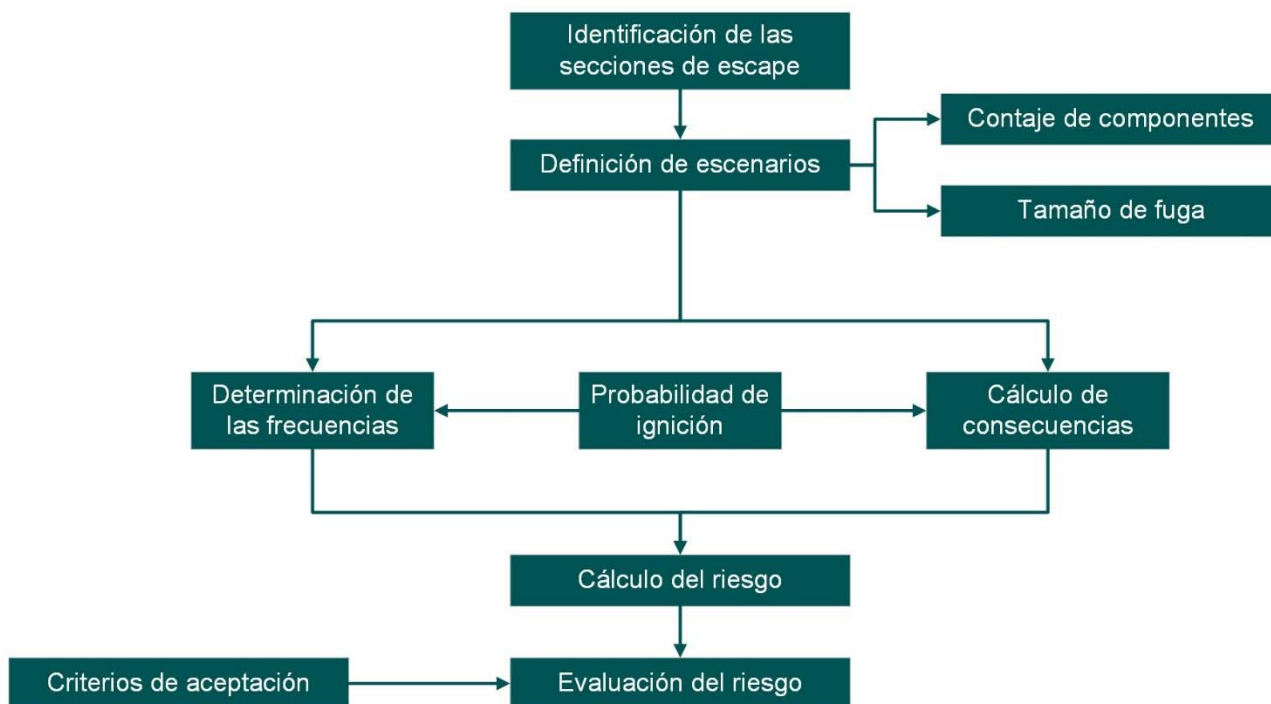
La ISO 19880-1:2020 [8] describe el proceso de realización de un ACR para instalaciones de hidrógeno tal y como se muestra a continuación en la Figura 5:

Figura 5 Metodología ACR (fuente: UNE-ISO 19880-1:2020, Anexo A)



La Figura 6 detalla la metodología a seguir propuesta por Vysus:

Figura 6 Esquema para la elaboración del ACR



La definición de los criterios de aceptación es responsabilidad de la administración competente y está excluida de la presente guía.

A continuación, se detalla cada uno de estos pasos.

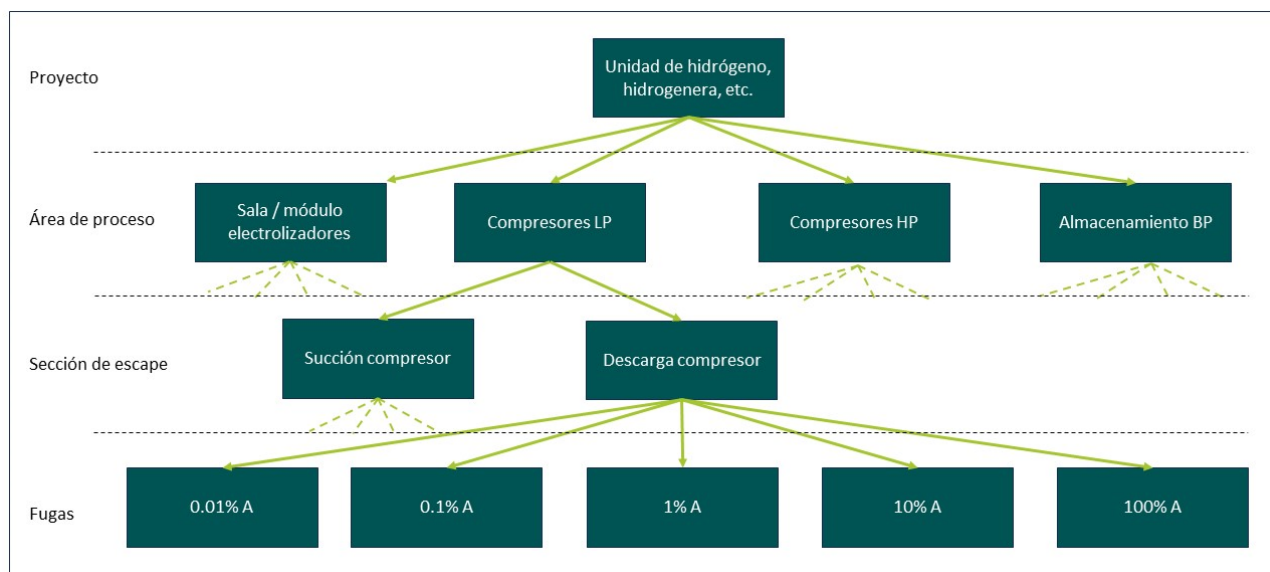
3.1 Identificación de secciones de escape

A partir de las características del proyecto, se deberán identificar los diferentes procesos agrupados en las diferentes áreas del proyecto. Para cada proceso se identificarán las secciones de escape correspondientes, definidas, a efectos de esta guía, como equipo o conjunto de equipos, incluyendo las tuberías de interconexión, en los que un orificio del mismo tamaño tendrá consecuencias equivalentes.

Las secciones de escape deberán contemplar la posibilidad de aislamiento entre diferentes secciones para minimizar las cantidades totales fugadas en caso de accidente.

Para proyectos de hidrógeno Vysus propone el siguiente esquema para la definición de potenciales fugas a partir de las áreas de proceso identificables:

Figura 7 Esquema de los proyectos de hidrógeno (ejemplo)



Se presenta a continuación una relación de áreas de proceso típicas para proyectos de hidrógeno y las **secciones de escape mínimas** que se deberían considerar en cada caso.

Tabla 2 Secciones de escape mínimas a considerar

Área de Proceso	Componentes típicos	Secciones de escape mínimas	Comentarios
Sala o módulo de Electrolizadores	Recipiente del electrolizador, cambiadores de calor, válvulas, tuberías, juntas, filtros, instrumentos	Electrolizador (desde electrolizador hasta válvula de aislamiento o conexión con la siguiente área de proceso, incluyendo intercambiadores o equipos intermedios) Explosión interna del electrolizador	P: Presión de trabajo del electrolizador T: después de refrigeración Escenario específico en caso de fallo de la membrana con mezcla de hidrógeno y oxígeno en el equipo
Compresores	Compresores, bridas, válvulas, enfriador tuberías, instrumentos	Succión del compresor: desde válvula de admisión o conexión con el área anterior a succión Descarga del compresor: desde descarga del compresor hasta la válvula de aislamiento o conexión con la siguiente área de proceso Compresor	-- P: Condiciones de descarga T: Después de refrigeración En algunos casos, el compresor y los equipos asociados constituyen una sola sección aislable.
		Tuberías de conexión	--

Área de Proceso	Componentes típicos	Secciones de escape mínimas	Comentarios
Almacenamiento (tanques o cilindros)	Depósitos, bridas, tuberías, válvulas, instrumentos	Depósito	En algunos casos el depósito y las tuberías constituyen una sola sección aislable.
Dispensador	Dispensador	Dispensador	Utilizar las frecuencias específicas para dispensadores.
Sección de purificación	Depósitos, bridas, tuberías, válvulas, instrumentos	Desde entrada a sección a válvula de aislamiento o conexión con siguiente sección	--
Tuberías aéreas	Tuberías, bridas, válvulas, instrumentos	Tubería	Solo en el caso de que no se encuentren incluidas en otras áreas. Para tubería de más de 25 m de longitud, se deberá considerar el trazado en planta
Tuberías enterradas	Tuberías, bridas, válvulas, instrumentos	Tubería	

Las secciones de diferentes áreas se pueden agrupar, considerando el efecto agregado de los diferentes componentes, si se justifica adecuadamente que las consecuencias en estas secciones son equivalentes.

En caso de secciones duplicadas, se deberán incluir todas en el ACR.

3.1.1 Escenario de explosión del electrolizador

Este escenario considera el fallo de la membrana que separa el hidrógeno y el oxígeno dentro del electrolizador, dando lugar a una mezcla explosiva dentro del equipo. Existen muchas incertidumbres y faltan datos sobre los modos de fallo y las probabilidades de fallo de las membranas y otras partes de los electrolizadores. Las membranas pueden por ejemplo degradarse con el tiempo, perdiendo su capacidad de separar ambos productos, por lo que se recomienda monitorear de forma continuada las concentraciones de hidrógeno en el contenedor de oxígeno y viceversa. Adicionalmente, se está produciendo un rápido desarrollo de nuevas tecnologías y materiales de los electrolizadores que debe también tenerse en consideración y dificultan aún más el análisis del riesgo de estos escenarios.

Vysus recomienda valorar la posibilidad de ocurrencia y su posible frecuencia con métodos específicos para cada caso.

A modo de ejemplo se incluye en el Anexo C un bow-tie de la mezcla explosiva de hidrógeno y oxígeno en el interior de un electrolizador (fuente: [12]).

3.2 Contaje de componentes.

Para la definición de las frecuencias de los escenarios en los que interviene el hidrógeno, los modelos actuales, aunque en continua mejora, presentan aún algunas limitaciones debido a las características del hidrógeno y a la falta de datos estadísticos sobre las instalaciones hidrógeno. Vysus recomienda utilizar los modelos de "parts counting" en los que se contabilizan todos componentes que pueden dar lugar a posibles puntos de fuga, como bridas, juntas, uniones, dispensadores, etc. Las posibles fugas se agrupan en función de su tamaño y se utilizan datos estadísticos de fallos derivados para el hidrógeno, en concreto los que proporciona HyRAM+ [5]: datos estadísticos basados en frecuencias de fallo genéricas y datos obtenidos por

LaChance et al. para sistemas de hidrógeno comprimido, actualizado por Groth et al. y Glover et al. tal y como se describe en el manual de HyRAM+ [5].

Una vez definidas las secciones de escape, se procede a contar los posibles puntos de fuga, contando los componentes que forman la instalación y que son susceptibles de presentar una fuga. Para esto, Vysus recomienda usar la clasificación de los componentes que proporciona HyRAM+ [5] que es: recipientes (tanques y cilindros), compresores, bridas, mangueras, uniones, tuberías, válvulas, filtros, instrumentos, intercambiadores, brazos de carga y vaporizadores.

En el Anexo A del presente documento se incluyen los componentes tipo a considerar en el conteo y sus frecuencias de fuga.

3.3 Tamaño de fuga

HyRAM+ estima la frecuencia anual de las fugas en función de su tamaño, en relación al área de flujo (A) de la tubería definida como:

$$A = \frac{\pi}{4} \cdot C_d \cdot d^2$$

Donde:

A es el área de flujo;

C_d es el coeficiente de descarga (se considera $C_d = 1$ por defecto); y,

d es el diámetro interno de la tubería.

Los tamaños de fuga considerados son: 0.01%, 0.1%, 1%, 10% y 100% de A.

Vysus recomienda utilizar el enfoque de HyRAM+ para la determinación de los tamaños de fuga.

3.4 Frecuencia de fuga

Las frecuencias de fuga genéricas, por componentes, se presentan en el capítulo 3.4.1, mientras que los dispensadores constituyen un caso especial que se estudia a parte. La frecuencia de fuga en dispensadores se presente en el capítulo 3.4.2.

3.4.1 Frecuencias de fugas

Las frecuencias anuales de fuga de cada sección aislable se calculan sumando las frecuencias de cada uno de los componentes presentes.

Según el modelo de HyRAM+, las frecuencias anuales de un componente i y un tamaño de fuga k se distribuyen en una función log-normal:

$$f_{fuga,i,k} \sim \text{Lognormal}(\mu, \sigma^2)$$

A continuación, se muestran en la Figura 8, las distribuciones de frecuencia de fugas aleatorias predeterminadas para cada componente.

Figura 8 Frecuencia de fuga de hidrógeno gas por componente (fuente: HyRAM+ [5])

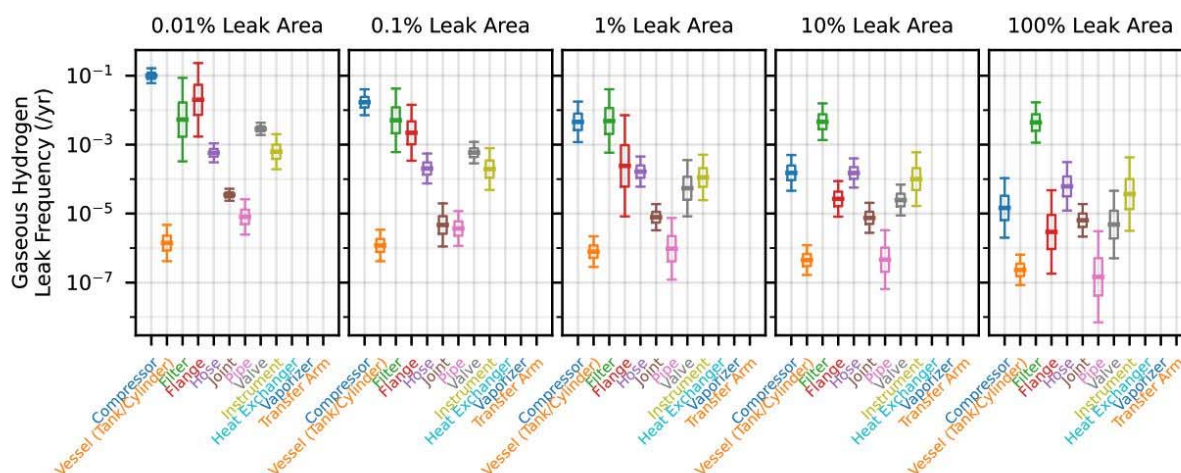
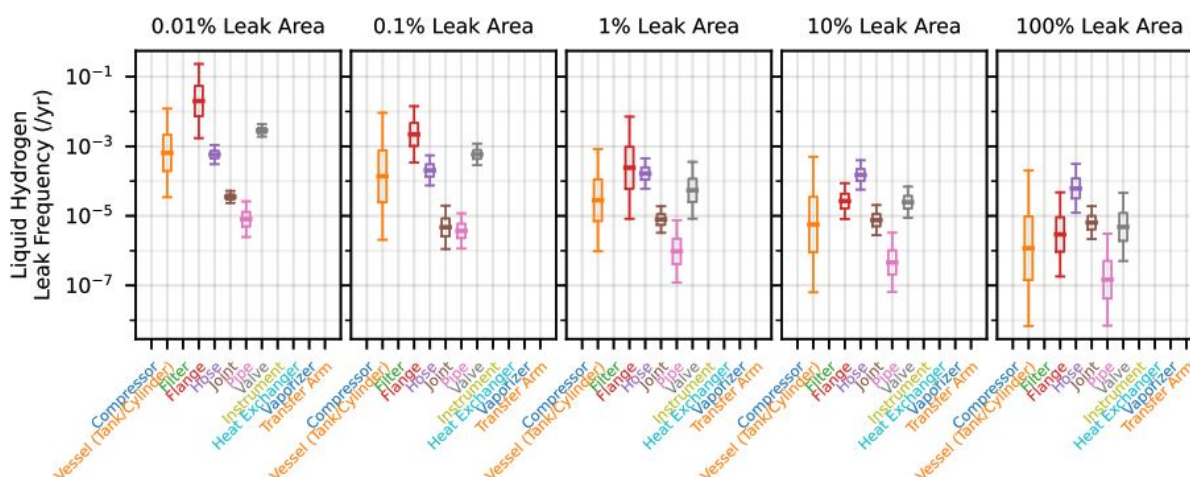


Figura 9 Frecuencia de fuga de hidrógeno líquido por componente (fuente: HyRAM+ [5])



En las figuras anteriores, la línea gruesa central es la mediana, las cajas muestran los percentiles 25 y 75 y las rayitas horizontales que cruzan las líneas verticales muestran los percentiles 5 y 95. En el Anexo A se adjunta la tabla de distribución de frecuencias de HyRAM+ [5] completa. Vysus recomienda usar el valor de la mediana.

Para las tuberías, el valor de frecuencia se expresa por metro.

3.4.2 Frecuencias de fuga en dispensadores

Las fugas en los dispensadores de las hidrogeneras constituyen un caso especial debido a varios factores:

- las hidrogeneras son instalaciones con operaciones que involucran interacciones con personas;
- las conexiones son de tipo temporal, no fijas;
- los vehículos presentan un cierto riesgo de colisión o accidente que puede implicar una fuga de hidrógeno; y,

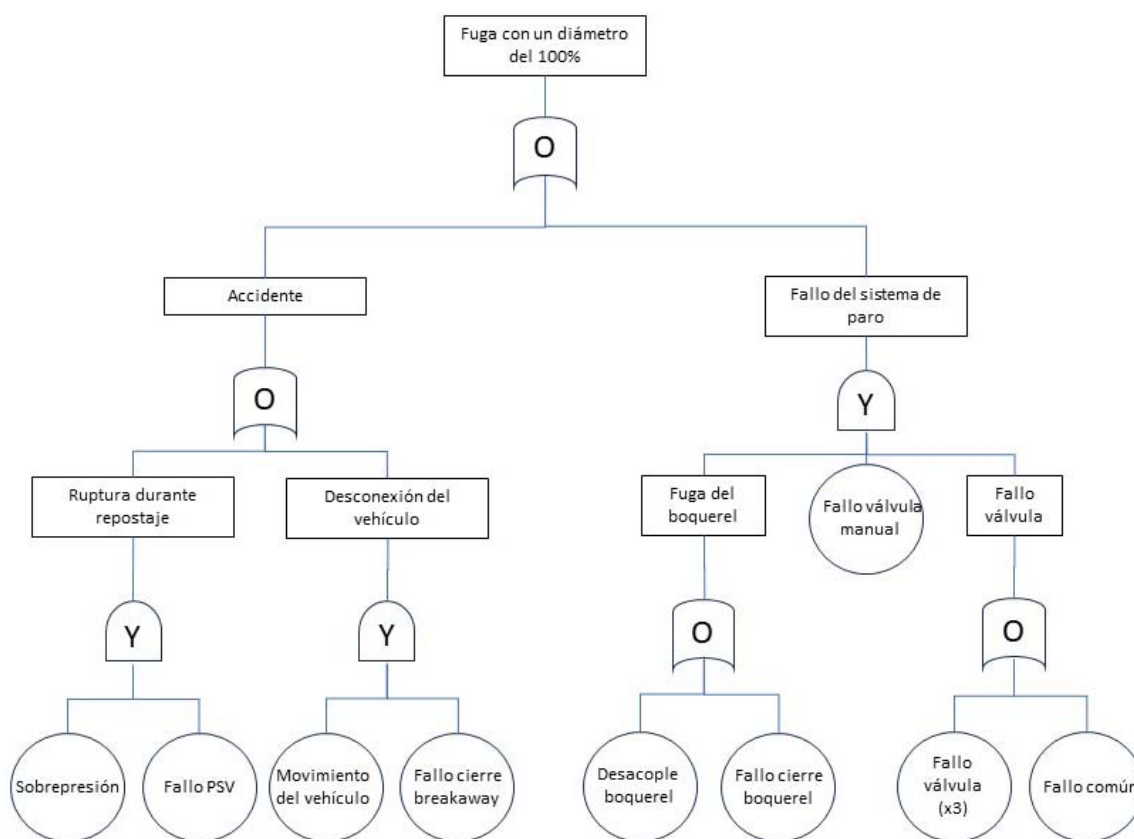
- son operaciones que se dan de forma no continua, por lo que la frecuencia de uso de estos equipos tiene un peso muy significativo en el cálculo de la frecuencia.

En el caso de un fallo del dispensador, sólo se considera la fuga con un diámetro del 100%.

La frecuencia de fuga debe calcularse multiplicando la frecuencia de demanda del dispensador (operaciones por año) por la probabilidad de fuga del dispensador durante la operación de abastecimiento de hidrógeno.

Para la determinación de la frecuencia se categorizan los fallos en los dispensadores en dos grupos. Por un lado, los debidos a un accidente relacionado con el vehículo (*Accidents* en la Figura 10). En concreto, se definen dos situaciones: una en la que existe una sobrepresión en el tanque del vehículo y una en la que se produce una desconexión entre el vehículo y el dispensador. Por otro lado, se consideran los fallos en el sistema de paro de la operación de repostaje (*Shutdown failure* en la Figura 10). Es estos fallos se considera que la alimentación al dispensador no se para una vez acabada la operación. A continuación, se muestra en la Figura 10, el árbol de fallos correspondiente.

Figura 10 Árbol de fallos para las fugas del dispensador



Las probabilidades de fallo de este árbol pueden estimarse o pueden usarse valores estándares como los descritos a continuación.

En la Tabla 3 se presentan valores estadísticos usados por HyRAM+ [5] para los diferentes componentes que intervienen en las desconexiones:

Tabla 3 Distribuciones de las probabilidades de fallo por componentes (fuente: HyRAM+[5])

Componente	Modo de fallo	Tipo de distribución (ver Anexo B)	Parámetros	Valor
Dispensador	Desconexión	Beta (α , β)	$a = 0.5$, $b = 610415.5$	$8.2E-07$
Dispensador	Fallo al cerrar	Valor esperado	--	0.002
Desconexión de emergencia	Fallo al cerrar	Beta (α , β)	$a = 0.5$, $b = 52031$	$9.9E-05$
Válvula de alivio de presión	Apertura prematura	Beta (α , β)	$a = 4.5$, $b = 310288.5$	$1.5E-05$
Válvula de alivio de presión	Fallo al abrir	Lognormal (μ , σ)	$m = -11.74$, $s = 0.67$	$8.0E-06$
Válvula manual	Fallo al cerrar (error humano)	Valor esperado	--	0.001
Solenoides	Fallo al cerrar	Valor esperado	--	0.002
Solenoides	Fallo de causa común (3 válvulas, metodología del factor beta)	Valor esperado	--	$1.28E-04$

Así mismo, para los accidentes:

Tabla 4 Distribuciones de las probabilidades de fallo para los accidentes (fuente: HyRAM+[5])

Componente	Tipo de distribución (ver Anexo B)	Parámetros	Valor
Desacople del vehículo	Beta (α , β)	$a = 31.5$, $b = 610384.5$	$5.2E-05$
Sobrepresión	Beta (α , β)	$a = 3.5$, $b = 310289.5$	$1.1E-05$

3.5 Probabilidad de ignición

La energía mínima de ignición del hidrógeno es 15 veces menor que la del metano y sus límites de inflamabilidad mucho más amplios (entre 4% y 74%) por lo que la probabilidad de ignición del hidrógeno se espera que sea mucho más alta que para el metano. Los modelos específicos para la determinación de la probabilidad de ignición para el hidrógeno son pocos y arrojan resultados dispares. Vysus ha desarrollado un modelo para la determinación de esta probabilidad [4]: La probabilidad de ignición se determina mediante la siguiente fórmula:

$$P_{ign} = \text{Min}(1; 0.55 \cdot c^{0.87}; 0.267 \cdot c^{0.52})$$

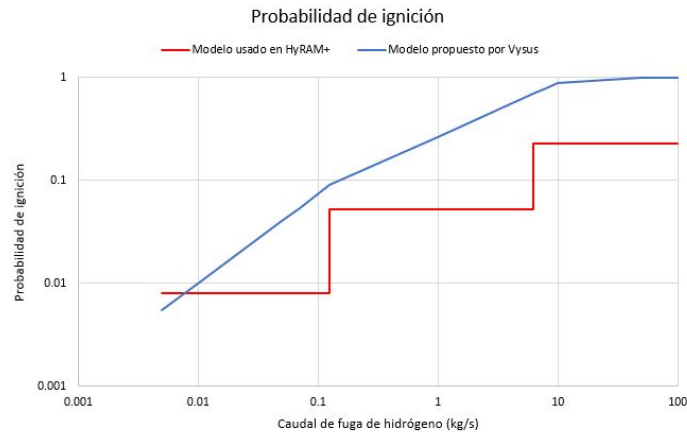
Donde c es el caudal de fuga de hidrógeno en kg/s.

Este modelo considera las siguientes asunciones:

- La probabilidad de ignición es creciente en función del caudal de fuga (ver Figura 11).
- En dos tercios de los casos, se produce la ignición durante el primer segundo después de la fuga, dando lugar a un jet fire o una explosión de baja intensidad, mientras en un tercio de los casos, la ignición se da de forma retardada, dando lugar a una explosión.

- Después de un flash fire o una explosión, se produce un jet fire mientras el equipo se vacía. Por lo tanto, tanto la ignición directa como la retardada dan lugar a jet fire.
- Si existen equipos eléctricos cerca del punto de fuga, se puede utilizar una probabilidad de ignición retardada mayor, incluso llegar al 100%.

Figura 11 Probabilidad de ignición propuesta por Vysus



A partir de un caudal de fuga de aproximadamente 10.7 kg/s, la probabilidad de ignición es 1.

Este modelo se encuentra en desarrollo y puede presentar ajustes basados en futuras nuevas validaciones y ensayos.

3.6 Cálculo de efectos y consecuencias

Para el cálculo de efectos y consecuencias, Vysus recomienda que se utilicen herramientas de cálculo de reconocido prestigio, dando prioridad a aquellas que se encuentren validadas para hidrógeno, como, por ejemplo: HyRAM+.

Se consideran válidas también otras herramientas como: Phast/Safeti de DNV, Effects/RiskCurves de Gexcon, o las herramientas que utilizan CFD como: FLACS de Gexcon o KFX-Exsim de DNV.

4 Relación de escenarios

A modo de resumen se presentan a continuación los escenarios a considerar en las instalaciones de generación, almacenaje, distribución y manejo de hidrógeno:

Tabla 5 Escenarios mínimos a considerar

Área de Proceso	Escenarios mínimos a considerar
Sala o módulo de Electrolizadores	Fuga en la sección que engloba desde electrolizador hasta válvula de aislamiento o conexión con la siguiente área de proceso (incluido el electrolizador). Fallo de la membrana y mezcla explosiva
Compresores	Fuga en la tubería de succión del compresor: desde válvula de admisión o conexión con el área anterior a succión Fuga en la tubería de descarga del compresor: desde descarga del compresor hasta la válvula de aislamiento o conexión con la siguiente área de proceso Fuga en el compresor
Almacenamiento (tanques o cilindros)	Fuga en las tuberías de conexión de los recipientes Rotura del depósito
Dispensador	Fuga en el dispensador
Sección de purificación	Fuga en la tubería de entrada a sección a válvula de aislamiento o conexión con siguiente sección
Tuberías aéreas	Fuga en la tubería
Tuberías enterradas	Fuga en la tubería

Es recomendable que cada industrial realice una identificación de escenarios particular para cada instalación utilizando las herramientas adecuadas.

5 Modificaciones de la guía

La presente guía se publica en 2024 e incluye las aplicaciones del hidrógeno que en este momento se presentan con una mayor previsión de crecimiento. Con el tiempo pueden aparecer otras aplicaciones del hidrógeno que no estén contempladas en esta guía.

Es difícil prever todas las posibilidades y no se descarta la aparición de una tecnología disruptiva que utilice hidrógeno y no pueda compararse con las aplicaciones descritas en la guía. En este caso, la recomendación es que el DESMA realice una adenda a esta guía para incluir esta nueva aplicación.

De la misma manera, debido al incremento del interés e inversiones en el hidrógeno, se espera que los datos estadísticos disponibles aumenten sustancialmente. Es responsabilidad del DESMA proponer una revisión de la guía para adaptarla a los nuevos datos. En el mismo sentido, a medida que el número de análisis de riesgo de las instalaciones que almacenan o utilizan hidrógeno aumente y a la vista de los resultados que se obtengan, el DESMA puede plantear el cambio a un modelo de distancias de seguridad como el que ya se está adoptando en otros países europeos.

Los programas de cálculo de consecuencias están también adaptándose de manera general a las propiedades del hidrógeno, por lo que se espera que los resultados sean cada vez más ajustados a la realidad.

Finalmente, en el caso de que apareciera legislación específica sobre las instalaciones que usan o almacenan hidrógeno, la presente guía deberá revisarse para alinearse con la nueva legislación, si fuera el caso.

6 Conclusiones y recomendaciones

Esta guía se ha elaborado para estandarizar la definición de los escenarios a considerar en los ACR para las instalaciones en las que se almacena o utiliza hidrógeno en el País Vasco.

6.1 Conclusiones

Las instalaciones que manipulan o almacenan hidrógeno deben disponer de un sistema de gestión del riesgo que incluya las mejores técnicas disponibles. Estos proyectos deben contemplar la aplicación de técnicas de identificación de peligros suficientemente robustas, validadas y trazables (HAZID, HAZOP, AMFE, etc.) criterios de diseño basados en riesgo como SIL/LOPA, ALARP, e implantación de los estándares de seguridad funcional (UNE EN 61508 y UNE EN 61511). Los estudios basados en las consecuencias de los posibles escenarios son también una herramienta de gestión del riesgo. Vysus estima que, en instalaciones simples, un EAC puede ser suficiente, mientras que en instalaciones complejas se recomienda un ACR (ver apartado 2). Se ha descrito un método para la realización de los ACR de estas instalaciones (ver Figura 6).

Esta guía describe los escenarios mínimos que debe contener este ACR (ver apartado 4).

6.2 Recomendaciones

Vysus recomienda utilizar esta guía para definir los escenarios en los ACR de las instalaciones de hidrógeno. Para ello, Vysus cree necesario realizar las siguientes recomendaciones:

- 1.- El DESMA deberá poner esta guía a disposición del público por los mecanismos que considere oportunos.

7 Referencias

- [1] Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, BOE núm. 269, de 10 de febrero de 1996.
- [2] Directiva 1999/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de diciembre de 1999, relativa a las disposiciones mínimas para la mejora de la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores expuestos a los riesgos derivados de atmósferas explosivas (Decimoquinta Directiva específica con arreglo al apartado 1 del artículo 16 de la Directiva 89/391/CEE del Consejo), 16 de diciembre de 1999.
- [3] Real Decreto 681/2003, de 12 de junio, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores expuestos a los riesgos derivados de atmósferas explosivas en el lugar de trabajo, BOE núm. 145, de 18 de junio de 2003.
- [4] Aarskog, Fredrik G., et al. "Concept risk assessment of a hydrogen driven high speed passenger ferry." *International Journal of Hydrogen Energy* 45.2 (2020): 1359-1372.
- [5] Hydrogen Plus other Alternative fuels risk assessment models (HyRAM+) Version 5.0. Technical Reference Manual. Brian D. Ehrhart and Ethan S. Hecht, Sandia Report, SAND2022-16425, November 2022.
- [6] Real Decreto 919/2006, de 28 de julio, por el que se aprueba el Reglamento técnico de distribución y utilización de combustibles gaseosos y sus instrucciones técnicas complementarias ICG 01 a 11. BOE núm. 211, de 4 de septiembre de 2006.
- [7] Real Decreto 542/2020, de 26 de mayo, por el que se modifican y derogan diferentes disposiciones en materia de calidad y seguridad industrial, BOE núm. 172, de 20 de junio de 2020.
- [8] BS ISO 19880-1:2020. Gaseous hydrogen – Fuelling stations.
- [9] J. LaChance, W. Houf, B. Middleton, and L. Fluor, "Analyses to support development of risk- informed separation distances for hydrogen codes and standards," Tech. Rep. SAND2009-0874, Sandia National Laboratories, March 2009.
- [10] K. M. Groth, J.L. LaChance, and A. P. Harris, "Early-stage quantitative risk assessment to support development of codes and standard requirements for indoor fueling of hydrogen vehicles," Tech. Rep. SAND2012-10150, Sandia National Laboratories, November 2012.
- [11] A. Glover, A. Baird, and D. Brooks, "Final report on hydrogen plant hazards and risk analysis supporting hydrogen plant siting near nuclear power plants," Tech. Rep. SAND2020-10150, Sandia National Laboratories, November 2012.
- [12] Hans van 't Noordende (ISPT) and Richard Bollen (ISPT), "Safety Aspects of Green Hydrogen Production on Industrial Scale", Public Report, Hydrohub Innovation Program, Institute for Sustainable Process Technology (ISPT), The Netherlands, November 2023.



Anexo A Tabla de distribución de frecuencias

Component	Leak Size	Gaseous Hydrogen			Liquid Hydrogen		
		μ	σ	median	μ	σ	median
Compressor	0.01%	-2.3	0.3	1.0×10^{-1}	999	999	∞
	0.1%	-4.1	0.5	1.7×10^{-2}	999	999	∞
	1%	-5.4	0.8	4.6×10^{-3}	999	999	∞
	10%	-8.8	0.7	1.5×10^{-4}	999	999	∞
	100%	-11.1	1.2	1.5×10^{-5}	999	999	∞
Vessel (Tank/Cylinder)	0.01%	-13.5	0.7	1.4×10^{-6}	-7.3	1.8	6.5×10^{-4}
	0.1%	-13.6	0.6	1.2×10^{-6}	-8.9	2.6	1.4×10^{-4}
	1%	-14.1	0.6	7.9×10^{-7}	-10.5	2.1	2.8×10^{-5}
	10%	-14.6	0.6	4.5×10^{-7}	-12.1	2.7	5.7×10^{-6}
	100%	-15.3	0.6	2.3×10^{-7}	-13.7	3.1	1.2×10^{-6}
Filter	0.01%	-5.2	1.7	5.3×10^{-3}	999	999	∞
	0.1%	-5.3	1.3	5.1×10^{-3}	999	999	∞
	1%	-5.3	1.3	4.8×10^{-3}	999	999	∞
	10%	-5.4	0.7	4.6×10^{-3}	999	999	∞
	100%	-5.4	0.8	4.4×10^{-3}	999	999	∞
Flange	0.01%	-3.9	1.5	2.0×10^{-2}	-3.9	1.5	2.0×10^{-2}
	0.1%	-6.1	1.1	2.2×10^{-3}	-6.1	1.1	2.2×10^{-3}
	1%	-8.3	2.1	2.4×10^{-4}	-8.3	2.1	2.4×10^{-4}
	10%	-10.5	0.7	2.7×10^{-5}	-10.5	0.7	2.7×10^{-5}
	100%	-12.7	1.7	2.9×10^{-6}	-12.7	1.7	2.9×10^{-6}
Hose	0.01%	-7.5	0.4	5.8×10^{-4}	-7.5	0.4	5.8×10^{-4}
	0.1%	-8.5	0.6	2.0×10^{-4}	-8.5	0.6	2.0×10^{-4}
	1%	-8.7	0.6	1.6×10^{-4}	-8.7	0.6	1.6×10^{-4}
	10%	-8.8	0.6	1.5×10^{-4}	-8.8	0.6	1.5×10^{-4}
	100%	-9.7	1.0	6.2×10^{-5}	-9.7	1.0	6.2×10^{-5}
Joint	0.01%	-10.3	0.2	3.5×10^{-5}	-10.3	0.2	3.5×10^{-5}
	0.1%	-12.3	0.9	4.7×10^{-6}	-12.3	0.9	4.7×10^{-6}
	1%	-11.8	0.5	7.9×10^{-6}	-11.8	0.5	7.9×10^{-6}
	10%	-11.8	0.6	7.5×10^{-6}	-11.8	0.6	7.5×10^{-6}
	100%	-12.0	0.7	6.4×10^{-6}	-12.0	0.7	6.4×10^{-6}
Pipe	0.01%	-11.7	0.7	8.0×10^{-6}	-11.7	0.7	8.0×10^{-6}
	0.1%	-12.5	0.7	3.7×10^{-6}	-12.5	0.7	3.7×10^{-6}
	1%	-13.9	1.3	9.6×10^{-7}	-13.9	1.3	9.6×10^{-7}
	10%	-14.6	1.2	4.6×10^{-7}	-14.6	1.2	4.6×10^{-7}
	100%	-15.7	1.8	1.5×10^{-7}	-15.7	1.8	1.5×10^{-7}
Valve	0.01%	-5.9	0.2	2.9×10^{-3}	-5.9	0.2	2.9×10^{-3}
	0.1%	-7.4	0.4	5.9×10^{-4}	-7.4	0.4	5.9×10^{-4}
	1%	-9.8	1.1	5.4×10^{-5}	-9.8	1.1	5.4×10^{-5}
	10%	-10.6	0.6	2.5×10^{-5}	-10.6	0.6	2.5×10^{-5}
	100%	-12.2	1.4	4.8×10^{-6}	-12.2	1.4	4.8×10^{-6}
Instrument	0.01%	-7.4	0.7	6.2×10^{-4}	999	999	∞
	0.1%	-8.5	0.8	2.0×10^{-4}	999	999	∞
	1%	-9.1	0.9	1.1×10^{-4}	999	999	∞
	10%	-9.2	1.1	1.0×10^{-4}	999	999	∞
	100%	-10.2	1.5	3.7×10^{-5}	999	999	∞
Heat Exchanger	0.01%	999	999	∞	999	999	∞
	0.1%	999	999	∞	999	999	∞
	1%	999	999	∞	999	999	∞
	10%	999	999	∞	999	999	∞
	100%	999	999	∞	999	999	∞
Vaporizer	0.01%	999	999	∞	999	999	∞
	0.1%	999	999	∞	999	999	∞
	1%	999	999	∞	999	999	∞
	10%	999	999	∞	999	999	∞
	100%	999	999	∞	999	999	∞
Transfer Arm	0.01%	999	999	∞	999	999	∞
	0.1%	999	999	∞	999	999	∞
	1%	999	999	∞	999	999	∞
	10%	999	999	∞	999	999	∞
	100%	999	999	∞	999	999	∞

Anexo B Medianas de las distribuciones consideradas

Distribución lognormal:

La mediana de una distribución lognormal se calcula mediante la siguiente ecuación:

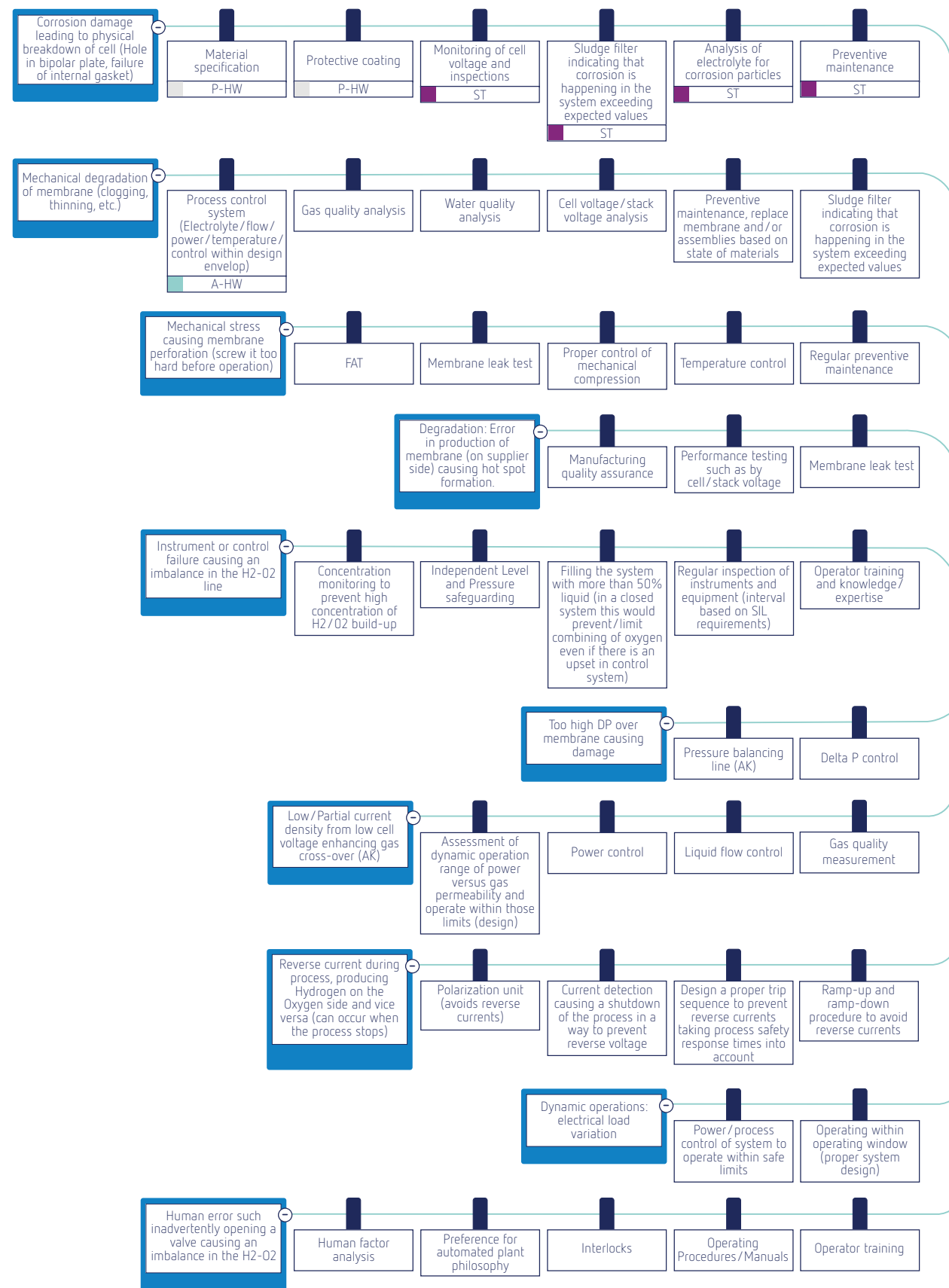
$$Mediana = e^{\mu}$$

Distribución beta:

La mediana de una distribución beta se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$Mediana = \frac{\alpha}{\alpha + \beta}$$

Anexo C Bow-tie fuga interna (fallo de la membrana)



Hydrogen and oxygen in separate electrolyzer process streams (Alkaline & PEM): Single stack considered. P=30 barg pressure. Excluding De-oxo

Combining Hydrogen and oxygen inside process above LEL (inner leakage)

