

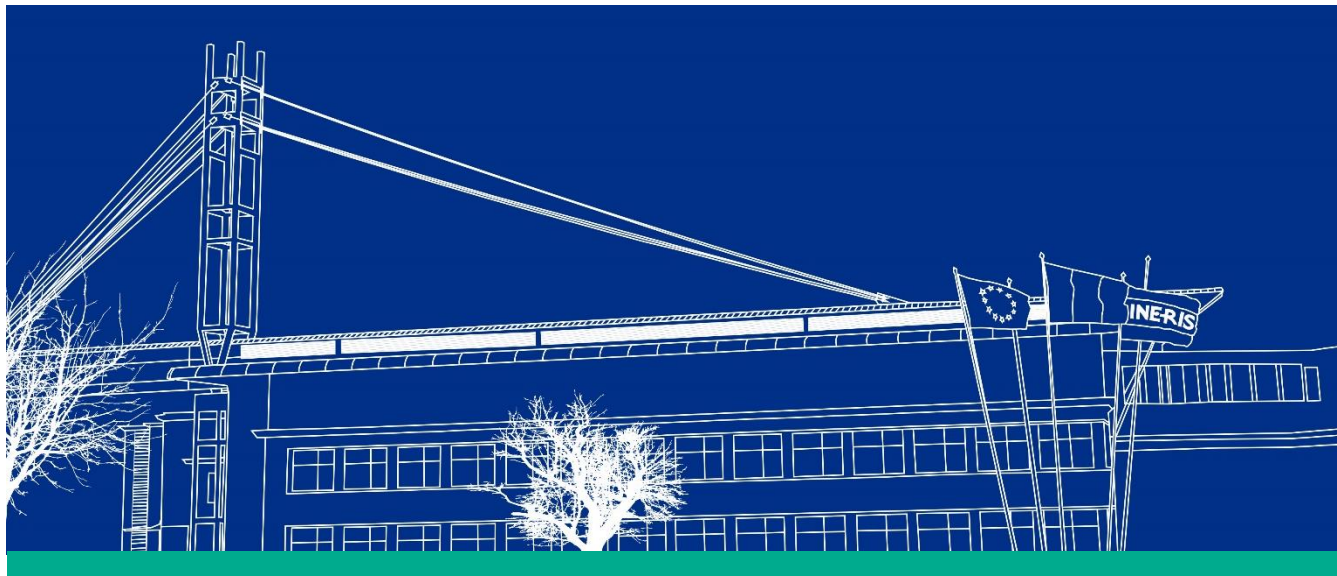


RÉPUBLIQUE
FRANÇAISE

*Liberté
Égalité
Fraternité*

INERIS

maîtriser le risque
pour un développement durable



Ineris-205742-2724567-v1.0

27/05/2025

La maîtrise des risques liés aux nouvelles applications de l'hydrogène

Panorama des enjeux et des défis à relever pour un déploiement sûr de la filière hydrogène

PRÉAMBULE

Le présent document a été réalisé au titre de la mission d'appui aux pouvoirs publics confiée à l'Ineris, en vertu des dispositions de l'article R131-36 du Code de l'environnement.

La responsabilité de l'Ineris ne peut pas être engagée, directement ou indirectement, du fait d'inexactitudes, d'omissions ou d'erreurs ou tous faits équivalents relatifs aux informations utilisées.

L'exactitude de ce document doit être appréciée en fonction des connaissances disponibles et objectives et, le cas échéant, de la réglementation en vigueur à la date d'établissement du document. Par conséquent, l'Ineris ne peut pas être tenu responsable en raison de l'évolution de ces éléments postérieurement à cette date. La mission ne comporte aucune obligation pour l'Ineris d'actualiser ce document après cette date.

Au vu de ses missions qui lui incombent, l'Ineris, n'est pas décideur. Les avis, recommandations, préconisations ou équivalent qui seraient proposés par l'Ineris dans le cadre des missions qui lui sont confiées, ont uniquement pour objectif de conseiller le décideur dans sa prise de décision. Par conséquent, la responsabilité de l'Ineris ne peut pas se substituer à celle du décideur qui est donc notamment seul responsable des interprétations qu'il pourrait réaliser sur la base de ce document. Tout destinataire du document utilisera les résultats qui y sont inclus intégralement ou sinon de manière objective. L'utilisation du document sous forme d'extraits ou de notes de synthèse s'effectuera également sous la seule et entière responsabilité de ce destinataire. Il en est de même pour toute autre modification qui y serait apportée. L'Ineris dégage également toute responsabilité pour chaque utilisation du document en dehors de l'objet de la mission.

Nom de la Direction en charge du rapport : DIRECTION STRATEGIE POLITIQUE SCIENTIFIQUE ET COMMUNICATION

Ce document est le fruit d'un travail collectif rassemblant l'ensemble des personnes de l'Ineris impliquées dans l'analyse, l'évaluation et la maîtrise des risques liés à l'hydrogène.

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES.....	3
RESUME	11
ABSTRACT	12
ABREVIATIONS ET ACRONYMES	13
UNITES.....	16
INTRODUCTION	17
1 LE PAYSAGE ACTUEL ET PROSPECTIF DE LA FILIERE DE L'HYDROGENE	19
1.1 Préambule	20
1.2 Quel est le visage actuel de la filière hydrogène ?	21
1.2.1 Des procédés de production fortement carbonés	21
1.2.2 Des chaînes logistiques très simples.....	24
1.2.3 Des usages essentiellement industriels.....	25
1.3 Quelles sont les perspectives du marché de l'hydrogène ?.....	26
1.3.1 Pourquoi l'hydrogène décarboné suscite-t-il tant d'intérêt ?.....	26
1.3.2 L'évolution projetée du marché mondial de l'hydrogène	27
1.3.3 L'évolution projetée du marché français de l'hydrogène	28
1.4 Comment l'hydrogène sera-t-il produit demain ?.....	29
1.4.1 L'électrolyse de l'eau.....	29
1.4.2 Le captage, la valorisation et le stockage du CO ₂ (CCUS)	31
1.4.3 Electrolyse ou CCUS : quelle voie devrait s'imposer ?	32
1.4.4 Les autres procédés de production d'hydrogène décarboné.....	32
1.5 Comment l'hydrogène sera-t-il stocké, transporté et distribué ?.....	33
1.5.1 Des chaînes logistiques de plus en plus complexes	33
1.5.2 Le stockage et le transport d'hydrogène sous forme comprimée	37
1.5.3 Le stockage et le transport d'hydrogène sous forme liquide	37
1.5.4 Le stockage et le transport d'hydrogène sous forme de molécules dérivées.....	38
1.5.5 Le transport et la distribution de l'hydrogène par canalisation.....	40
1.5.6 Le stockage souterrain	41
1.5.7 Le stockage et le transport de l'hydrogène dans des vecteurs liquides.....	42
1.5.8 Le stockage et le transport de l'hydrogène dans des matériaux	43
1.5.9 La distribution de l'hydrogène en stations de recharge	43
1.6 Quels seront les futurs usages de l'hydrogène ?.....	44
1.6.1 Les usages industriels traditionnels.....	45
1.6.2 Les nouveaux usages industriels.....	45
1.6.3 La mobilité	46
1.6.4 L'apport de flexibilité au réseau électrique.....	50
1.6.5 La fourniture d'électricité hors réseau.....	50
1.6.6 La fourniture de chaleur dans les bâtiments	51
1.6.7 Les carburants de synthèse sont-ils amenés à devenir la forme prédominante d'usage de l'hydrogène ?	51
2 LES PROPRIETES DE L'HYDROGENE.....	53
2.1 Préambule	54
2.2 Qu'est-ce que l'hydrogène ?.....	56
2.2.1 La molécule d'hydrogène	56
2.2.2 Les états thermodynamiques de l'hydrogène	56
2.2.3 L'hydrogène est-il un gaz parfait ?.....	57
2.3 L'hydrogène est-il perceptible par les sens ?	58
2.3.1 Un gaz imperceptible par l'être humain	58
2.3.2 Une flamme invisible et peu rayonnante.....	59
2.4 L'hydrogène a-t-il une forte densité énergétique ?	61
2.4.1 Une forte densité énergétique massique	61
2.4.2 Une faible densité énergétique volumique.....	62
2.5 L'hydrogène peut-il fuir plus facilement que d'autres gaz ?.....	63

2.5.1	Une facilité à diffuser à travers les matériaux	63
2.5.2	Une facilité à migrer à travers de très petites ouvertures	64
2.5.3	Un effet fragilisant sur certains matériaux.....	64
2.6	L'hydrogène se disperse-t-il plus rapidement dans l'air que les autres gaz ?.....	66
2.6.1	Une molécule très légère	66
2.6.2	Une diffusivité importante dans l'air.....	67
2.6.3	Un gaz plus lourd que l'air à très basse température.....	67
2.7	L'hydrogène est-il plus inflammable que d'autres gaz ?	68
2.7.1	La réaction de combustion de l'hydrogène	68
2.7.2	Une large plage d'inflammabilité	69
2.7.3	Une forte sensibilité à l'inflammation	72
2.7.4	Une température d'auto-inflammation relativement élevée	73
2.7.5	Une propension à s'échauffer à la détente	74
2.8	L'hydrogène est-il propice à des explosions plus violentes que d'autres gaz ?	74
2.8.1	La physique de l'explosion	74
2.8.2	Une vitesse fondamentale de combustion très élevée	78
2.8.3	Les pressions atteintes lors d'une explosion d'hydrogène	79
2.8.4	Des pressions de stockage très élevées	81
2.9	Une flamme d'hydrogène est-elle facile à éteindre ?.....	82
2.9.1	Une flamme capable de se propager dans de très petits interstices	82
2.9.2	Une capacité à enflammer des micro-fuites.....	82
2.10	Quel est l'effet de la dilution de l'hydrogène par des gaz inertes ?.....	83
2.10.1	Effet sur la plage d'inflammabilité.....	83
2.10.2	Effet sur la réactivité du mélange	84
2.11	Quel est l'effet d'un ajout d'hydrogène au gaz naturel ?.....	85
2.11.1	Effet sur la plage d'inflammabilité	86
2.11.2	Effet sur l'énergie minimale d'inflammation	87
2.11.3	Effet sur l'Interstice Expérimental Maximal de Sécurité	88
2.11.4	Effet sur la violence des explosions.....	88
3	CADRE GENERAL DE LA MAITRISE DES RISQUES LIES A L'HYDROGENE	91
3.1	Préambule	92
3.2	Quelle est la démarche générale de maîtrise des risques liés à l'hydrogène ?	94
3.2.1	La sécurité inhérente.....	94
3.2.2	L'analyse de risques	95
3.2.3	L'évaluation des risques.....	95
3.2.4	L'appréciation de l'acceptabilité du risque lié au système.....	97
3.2.5	Les barrières de sécurité.....	97
3.2.6	La mise en sécurité ou l'arrêt d'urgence du système	98
3.2.7	Le suivi en exploitation	98
3.2.8	Le contrôle et la maintenance préventive	99
3.2.9	La formation.....	99
3.2.10	L'organisation de la sécurité.....	100
3.2.11	La préparation aux situations d'urgence	100
3.3	Quel est le cadre réglementaire applicable aux activités liées à l'hydrogène ?	101
3.3.1	La réglementation des installations classées pour la protection de l'environnement	102
3.3.2	La réglementation européenne de mise sur le marché des produits	103
3.3.3	La réglementation des appareils à pression	105
3.3.4	La réglementation ATEX	105
3.3.5	Les réglementations internationales liées à la mobilité	106
3.3.6	Les réglementations internationales liées au transport de matières dangereuses.....	107
3.3.7	La réglementation liée aux canalisations à risques et aux installations intérieures de gaz	107
3.3.8	Le Code minier.....	108
4	LES SCENARIOS D'ACCIDENTS LIES A L'HYDROGENE	109
4.1	Préambule	110
4.2	Quelles sont les principales sources d'information sur les accidents liés à l'hydrogène ?.....	111
4.2.1	Un retour d'expérience limité concernant les nouvelles applications de l'hydrogène.....	111
4.2.2	La base ARIA.....	111
4.2.3	La base HIAD.....	112
4.2.4	La base H2Tools	112
4.3	Quels sont les enseignements tirés de l'accidentologie ?	113
4.3.1	L'évolution de la sécurité dans la filière hydrogène au cours des dernières décennies	113
4.3.2	Les types d'activité concernées.....	114

4.3.3	Les équipements concernés.....	115
4.3.4	Les phases d'opération concernées	115
4.3.5	Les phénomènes dangereux générés	116
4.3.6	Les sources d'inflammation.....	117
4.3.7	Les conséquences des accidents.....	118
4.3.8	Les causes d'accidents	119
4.3.9	Recommandations générales issues de l'accidentologie	120
4.4	Quels sont les événements redoutés centraux et leurs causes potentielles ?.....	121
4.4.1	La fuite accidentelle	121
4.4.2	L'éclatement d'un équipement.....	124
4.4.3	Les causes potentielles d'accidents liés à l'hydrogène	126
4.5	Quels sont les phénomènes dangereux redoutés et leurs effets potentiels ?.....	130
4.5.1	Le rejet asphyxiant.....	130
4.5.2	Le feu torche.....	130
4.5.3	Le feu de nuage.....	131
4.5.4	L'explosion non confinée.....	131
4.5.5	L'explosion confinée.....	132
4.5.6	L'éclatement pneumatique	133
4.5.7	La boule de feu	133
4.6	Dans quelles conditions l'hydrogène s'enflamme-t-il ?	134
4.6.1	Les sources d'inflammation de l'hydrogène	134
4.6.2	Les mécanismes fondamentaux de l'inflammation.....	134
4.6.3	L'inflammation « spontanée » de rejets d'hydrogène : les hypothèses proposées	135
4.6.4	Notions d'inflammation immédiate et d'inflammation retardée	136
5	L'EVALUATION DE LA PROBABILITE DES ACCIDENTS LIES A L'HYDROGENE.....	139
5.1	Préambule	140
5.2	Quelle est la démarche générale d'évaluation des probabilités d'accidents d'un système industriel ?..	141
5.2.1	Objectif de la démarche d'évaluation.....	141
5.2.2	Les méthodes d'évaluation.....	141
5.2.3	La collecte des données.....	142
5.2.4	La valorisation des barrières de sécurité	144
5.2.5	L'agrégation des données	145
5.2.6	La confrontation au retour d'expérience	146
5.3	Quelles sont les sources de données potentiellement utiles dans le contexte de l'hydrogène ?	146
5.3.1	Présentation générale	146
5.3.2	RMBRA.....	147
5.3.3	SANDIA	148
5.3.4	PLOFAM	149
5.4	Quelles sont les données sur les fréquences et les tailles de fuites d'hydrogène ?	150
5.4.1	Valeurs fournies par les bases de données génériques.....	150
5.4.2	Valeurs estimées par la modélisation des événements initiateurs	152
5.4.3	Valeurs estimées à partir d'essais de fuites sous pression	156
5.4.4	Valeurs recommandées pour les canalisations de transport.....	157
5.5	Quelles sont les données actuelles sur les probabilités d'inflammation de rejets d'hydrogène ?	158
5.5.1	Définitions des probabilités d'inflammation immédiate et retardée.....	158
5.5.2	Estimation par jugement d'expert	159
5.5.3	Estimation à partir de données génériques	160
5.5.4	Estimation à partir du modèle de SANDIA.....	160
5.5.5	Estimation à partir du modèle d'Aarskog et al.....	161
5.5.6	Estimation à partir du modèle semi-quantitatif de l'Ineris	161
5.5.7	Estimation par la modélisation physique des mécanismes d'inflammation.....	162
5.5.8	Valeurs recommandées pour les canalisations de transport.....	162
5.6	Quelles sont les données actuelles sur la performance des barrières de sécurité pour l'hydrogène ? .	163
5.6.1	Vue d'ensemble des barrières potentiellement valorisables.....	163
5.6.2	Mise en sécurité d'une borne de distribution sur détection de fuite.....	163
5.6.3	Limitation des effets d'une explosion dans un conteneur par la ventilation et par des surfaces soufflables..	164
5.6.4	Clapet anti-retour	165
5.6.5	TPRD.....	165
5.6.6	Barrières de sécurité spécifiques aux canalisations de transport.....	165
6	L'EVALUATION DES EFFETS DES PHENOMENES DANGEREUX LIES A L'HYDROGENE..	167
6.1	Préambule	168
6.2	Quels sont les approches et outils de modélisation des phénomènes dangereux liés à l'hydrogène ? .	169
6.3	Comment modéliser le terme source associé à une fuite d'hydrogène ?	170

6.3.1	Notion de terme source	170
6.3.2	Représentation simplifiée d'un jet d'hydrogène	170
6.3.3	Modèles analytiques du terme source d'un jet d'hydrogène.....	172
6.3.4	Applications numériques	174
6.4	Comment modéliser un feu torche d'hydrogène ?	174
6.4.1	Phénoménologie d'un feu torche d'hydrogène.....	174
6.4.2	Evaluation des dimensions de la flamme.....	176
6.4.3	Evaluation du flux thermique émis par la flamme.....	178
6.4.4	Applications numériques	179
6.5	Comment modéliser la dispersion d'un jet libre d'hydrogène ?	179
6.5.1	Phénoménologie d'un jet libre d'hydrogène	180
6.5.2	Distribution de la concentration en hydrogène dans un jet inertiel	182
6.5.3	Cas d'une fuite de durée limitée	184
6.5.4	Applications numériques	184
6.6	Comment modéliser un feu de nuage d'hydrogène ?	185
6.6.1	Phénoménologie d'un feu de nuage d'hydrogène.....	185
6.6.2	Evaluation des effets thermiques.....	185
6.6.3	Applications numériques	185
6.7	Comment modéliser une explosion non confinée d'hydrogène ?	185
6.7.1	Phénoménologie d'une explosion non confinée d'hydrogène	185
6.7.2	Evaluation des effets de surpression dans le cas d'un jet libre	186
6.7.3	Evaluation des effets de surpression dans le cas d'un jet rasant	187
6.7.4	Evaluation des effets de surpression dans le cas d'un jet impactant.....	187
6.7.5	Applications numériques	188
6.8	Comment modéliser la dispersion d'hydrogène en milieu confiné ?	188
6.8.1	Phénoménologie de la dispersion d'hydrogène dans une enceinte.....	188
6.8.2	Modélisation de la dispersion d'hydrogène dans une enceinte	190
6.8.3	Applications numériques	192
6.9	Comment modéliser une explosion confinée d'hydrogène ?	192
6.9.1	Phénoménologie d'une explosion d'hydrogène dans une enceinte.....	192
6.9.2	Modélisation d'une explosion confinée d'hydrogène dans une enceinte	194
6.9.3	Applications numériques	196
6.10	Comment modéliser l'éclatement d'un équipement ou d'une enceinte ?	196
6.10.1	Phénoménologie d'un éclatement	196
6.10.2	Modélisation de la détente pneumatique liée à un éclatement.....	197
6.10.3	Applications numériques	199
7	LA REDUCTION DES RISQUES LIES A L'HYDROGENE	201
7.1	Préambule	202
7.2	Comment limiter la probabilité de fuite accidentelle suite à une défaillance matérielle ?.....	205
7.2.1	Simplifier le système	205
7.2.2	Utiliser des systèmes et composants conformes aux exigences de mise sur le marché	205
7.2.3	Choisir des matériaux compatibles avec l'hydrogène	205
7.2.4	Vérifier l'étanchéité des systèmes à des étapes clés et de manière périodique	206
7.2.5	Limiter le risque de corrosion	206
7.3	Comment limiter la probabilité de fuite accidentelle suite à une erreur opératoire ?	207
7.3.1	Suivre des procédures spécifiques à chaque opération.....	207
7.3.2	Utiliser des détrompeurs	207
7.3.3	Mettre le système en sécurité sur départ anticipé d'un véhicule raccordé.....	208
7.4	Comment limiter la probabilité d'éclatement d'un équipement par surpression ?.....	208
7.4.1	Définir et respecter un protocole de remplissage adapté	208
7.4.2	Concevoir l'équipement de telle sorte qu'il résiste aux surpressions et à la fatigue.....	209
7.4.3	Mettre en sécurité le système sur détection de dérive du procédé.....	209
7.4.4	Prévoir un dispositif de décompression	210
7.4.5	Prévoir un dispositif d'isolement entre équipements	210
7.5	Comment limiter la probabilité d'éclatement d'un équipement par explosion interne ?	210
7.5.1	Limiter la probabilité d'intrusion d'air dans l'équipement.....	210
7.5.2	Limiter la probabilité d'un mélange hydrogène-oxygène dans l'équipement.....	210
7.5.3	Respecter les bonnes pratiques d'inertage.....	211
7.5.4	Dimensionner la résistance de l'équipement aux effets d'une explosion interne	211
7.5.5	Isoler une explosion interne.....	211
7.6	Comment limiter la probabilité de fuite accidentelle ou d'éclatement par agression externe ?.....	212
7.6.1	Eloigner le système des agresseurs potentiels.....	212

7.6.2	Signaler les dangers liés à la présence d'hydrogène.....	212
7.6.3	Protéger physiquement les équipements.....	213
7.6.4	Mettre en sécurité le système sur détection incendie.....	213
7.6.5	Concevoir l'équipement de telle sorte qu'il résiste aux chocs et au feu.....	213
7.6.6	Prévoir un dispositif de libération de l'hydrogène sous l'effet de la chaleur.....	214
7.6.7	Concevoir l'équipement de telle sorte qu'il fuie sous l'effet de la chaleur.....	214
7.7	Comment limiter le volume et la concentration du mélange inflammable généré en cas de rejet ?	214
7.7.1	Placer le système hydrogène en milieu ouvert	214
7.7.2	Prévoir une ventilation appropriée en milieu confiné.....	215
7.7.3	Mettre en sécurité le système sur détection de fuite	216
7.8	Comment détecter les fuites d'hydrogène ?	216
7.8.1	La conception d'un dispositif de détection de fuites	216
7.8.2	Le suivi des paramètres d'exploitation.....	218
7.8.3	La détection de gaz.....	218
7.8.4	La détection ultrasonique	219
7.8.5	La détection de flammes	219
7.9	Comment limiter la probabilité d'inflammation des rejets potentiels d'hydrogène ?	220
7.9.1	Définir un zonage ATEX approprié	220
7.9.2	Respecter les prescriptions de la réglementation ATEX dans les zones concernées.....	222
7.9.3	Utiliser des appareils certifiés ATEX dans les zones concernées	222
7.9.4	Limiter la probabilité d'inflammation spontanée de rejets d'hydrogène	224
7.10	Comment limiter les effets d'une explosion d'hydrogène ?	224
7.10.1	Eviter les conditions propices à une explosion violente	224
7.10.2	Limiter la réactivité du mélange inflammable en cours d'explosion.....	225
7.10.3	Utiliser un dispositif de décharge d'explosion	225
7.11	Comment protéger les enjeux vulnérables des effets d'accidents potentiels ?	226
7.11.1	Eloigner les systèmes hydrogène des enjeux vulnérables.....	226
7.11.2	Mettre à l'évent les rejets d'hydrogène	226
7.11.3	Placer des obstacles physiques autour des systèmes hydrogène	227
7.11.4	Réduire la vulnérabilité des structures aux effets d'accidents potentiels.....	227
8	LES ENJEUX DE SECURITE PAR MAILLONS TECHNOLOGIQUES.....	229
8.1	Préambule	230
8.2	Quels sont les enjeux spécifiques à l'électrolyse ?	231
8.2.1	Principe et description d'un système d'électrolyse.....	231
8.2.2	Retour d'expérience des accidents liés aux électrolyseurs	232
8.2.3	Les risques associés à un système d'électrolyse.....	235
8.2.4	La maîtrise des risques liés à un système d'électrolyse.....	235
8.3	Quels sont les enjeux spécifiques à la compression de l'hydrogène ?	236
8.3.1	Principe et description d'un compresseur d'hydrogène.....	236
8.3.2	Retour d'expérience des accidents liés aux compresseurs d'hydrogène	237
8.3.3	Les risques associés à un compresseur d'hydrogène	237
8.3.4	La maîtrise des risques liés à un compresseur d'hydrogène.....	238
8.4	Quels sont les enjeux spécifiques aux tuyauteries d'hydrogène ?	239
8.4.1	Principe et description d'une tuyauterie d'hydrogène.....	239
8.4.2	Retour d'expérience des accidents liés aux tuyauteries d'hydrogène	239
8.4.3	Les risques associés à une tuyauterie d'hydrogène	239
8.4.4	La maîtrise des risques liés à une tuyauterie d'hydrogène	239
8.5	Quels sont les enjeux spécifiques au stockage d'hydrogène comprimé ?	240
8.5.1	Principe et description d'un stockage d'hydrogène comprimé.....	240
8.5.2	Retour d'expérience des accidents liés aux réservoirs d'hydrogène	243
8.5.3	Les risques associés au stockage d'hydrogène comprimé	246
8.5.4	Quel est le comportement d'un réservoir d'hydrogène en cas d'agression thermique ?	247
8.5.5	Quel est le comportement d'un réservoir d'hydrogène en cas d'agression mécanique ?	250
8.5.6	La maîtrise des risques liés au stockage d'hydrogène comprimé	251
8.6	Quels sont les enjeux spécifiques aux piles à combustibles à hydrogène ?	253
8.6.1	Principe et description d'une pile à combustible à hydrogène.....	253
8.6.2	Les risques associés à une pile à combustible à hydrogène.....	256
8.6.3	La maîtrise des risques liés à une pile à combustible à hydrogène.....	256
8.7	Quels sont les enjeux spécifiques à l'hydrogène liquide ?	256
8.7.1	Principe et description d'une installation d'hydrogène liquide	256
8.7.2	Les risques associés à une installation d'hydrogène liquide	258
8.7.3	La maîtrise des risques liés à une installation d'hydrogène liquide	260

8.8	Quels sont les enjeux spécifiques au stockage souterrain de l'hydrogène ?	261
8.8.1	Principe et description d'un stockage souterrain d'hydrogène	261
8.8.2	Les risques associés à un stockage souterrain d'hydrogène	263
8.8.3	La maîtrise des risques liés à un stockage souterrain d'hydrogène	265
8.9	Quels sont les enjeux spécifiques au transport d'hydrogène par canalisation ?	266
8.9.1	Principe et description d'une canalisation de transport d'hydrogène	266
8.9.2	Retour d'expérience des accidents liés aux canalisations de transport d'hydrogène	267
8.9.3	Les risques associés au transport d'hydrogène par canalisation	268
8.9.4	La maîtrise des risques liés au transport d'hydrogène par canalisation	268
8.10	Quels sont les enjeux spécifiques aux stations de recharge d'hydrogène ?	269
8.10.1	Principe et description d'une station de recharge d'hydrogène	269
8.10.2	Retour d'expérience des accidents liés aux bornes de distribution d'hydrogène	270
8.10.3	Les risques associés à une station de recharge d'hydrogène	271
8.10.4	La maîtrise des risques liés aux stations de recharge d'hydrogène	272
8.11	Quels sont les enjeux spécifiques à la mobilité à hydrogène ?	273
8.11.1	Principe et description d'un véhicule terrestre à hydrogène	273
8.11.2	Les risques associés aux véhicules terrestres à hydrogène	274
8.11.3	La maîtrise des risques liés à un véhicule terrestre à hydrogène	274
8.11.4	Les enjeux de sécurité liés aux infrastructures routières accueillant des véhicules hydrogène	276
8.11.5	Les enjeux de sécurité liés à la mobilité et au transport maritime et fluvial de l'hydrogène	278
8.11.6	Les enjeux de sécurité liés à la mobilité aéronautique à l'hydrogène	279
8.11.7	Les enjeux de sécurité liés à la mobilité ferroviaire à l'hydrogène	280
9	SYNTHESE ET DEFIS RESTANT A RELEVER	281
9.1	Préambule	282
9.2	Que faut-il retenir de l'état actuel de la filière de l'hydrogène et de ses perspectives d'évolution ?	283
9.2.1	Une forte croissance attendue du marché de l'hydrogène décarboné	283
9.2.2	Une transformation profonde des modes de production, de transport et d'usage de l'hydrogène	283
9.2.3	Un cadre réglementaire et normatif en pleine évolution	283
9.3	Quels sont les risques liés à l'hydrogène ?	284
9.3.1	Des dangers spécifiques	284
9.3.2	Deux événements redoutés centraux : la fuite accidentelle et l'éclatement d'un équipement	284
9.3.3	Des causes d'accidents relativement communes	284
9.3.4	Les contextes les plus propices aux accidents	285
9.3.5	Des effets d'une intensité extrêmement variable	285
9.3.6	Des conséquences humaines rares mais généralement graves	285
9.3.7	Une tendance à l'amélioration de la sécurité depuis les années 2010	285
9.4	Comment sécuriser au mieux un système hydrogène ?	286
9.4.1	Adopter une démarche structurée de maîtrise des risques	286
9.4.2	Prévenir le risque de fuites accidentelles	286
9.4.3	Prévenir le risque d'éclatement d'équipements	286
9.4.4	Prévenir le risque de fuite accidentelle ou d'éclatement par agression externe	286
9.4.5	Limiter le volume et la concentration du nuage inflammable en cas de fuite	287
9.4.6	Limiter les sources d'inflammation en cas de fuite	287
9.4.7	Limiter les effets d'accidents potentiels	287
9.4.8	Protéger les enjeux	287
9.5	Quels sont les principaux défis restant à relever pour assurer un déploiement sûr de l'hydrogène ? ...	287
9.5.1	Former et sensibiliser l'ensemble des acteurs au risque hydrogène	287
9.5.2	Maintenir une expertise de haut-niveau sur la sécurité de l'hydrogène	288
9.5.3	Encourager la maîtrise du risque par la conception	288
9.5.4	Collecter des données de sécurité spécifiques aux systèmes hydrogène	288
9.5.5	Renforcer la coordination des acteurs autour de la sécurité de l'hydrogène	289
9.5.6	Mieux cerner les conditions d'inflammation de fuites accidentelles d'hydrogène	289
9.5.7	Affiner les modèles de prédiction des effets des accidents	289
9.5.8	Approfondir les connaissances sur l'hydrogène liquide	290
9.5.9	Assurer la sécurité des infrastructures accueillant des véhicules hydrogène	290
9.6	Quels sont les autres défis à relever pour un déploiement durable de l'hydrogène ?	291
9.6.1	Mieux quantifier les émissions diffuses sur la chaîne de valeur de l'hydrogène	291
9.6.2	Améliorer les rendements des technologies hydrogène	291
9.6.3	Limiter les impacts environnementaux d'un déploiement de l'hydrogène	293
9.6.4	Intégrer les risques et les impacts environnementaux dans les stratégies de transition des territoires	293
9.6.5	Une perception sociétale positive mais fragile de l'hydrogène	294
ANNEXE 1	LES ENJEUX CLIMATIQUES ET ENVIRONNEMENTAUX DE L'HYDROGENE	297
A.1.	Quel est l'état des réflexions sur le bénéfice climatique d'un déploiement de l'hydrogène ?	298

A.1.1.	Des estimations encore incertaines et dépendantes des méthodologies utilisées.....	298
A.1.2.	L'empreinte carbone de la production d'hydrogène	300
A.1.3.	L'empreinte carbone du transport de l'hydrogène.....	302
A.1.4.	Bilan comparatif des émissions de gaz à effets de serre avec et sans hydrogène.....	304
A.1.5.	Les émissions diffuses d'hydrogène peuvent-elle remettre en cause son intérêt sur le plan climatique ?	306
A.2.	Quel est l'état des réflexions sur les autres impacts environnementaux de l'hydrogène ?	310
A.2.1.	Les nuisances sonores.....	310
A.2.2.	La qualité de l'air	310
A.2.3.	La ressource en eau	311
A.2.4.	Les ressources en matières premières.....	312
A.2.5.	Le foncier	313
A.2.6.	Les PFAS.....	313

RESUME

Depuis quelques années, le développement d'une filière hydrogène est considéré par de nombreux pays, comme une composante à part entière des politiques de transition énergétique et de décarbonation de l'économie. Les applications envisagées sont multiples, dans l'industrie, la mobilité ou la fourniture d'énergie. A moyen-terme, l'hydrogène est également perçu comme un moyen de stocker massivement l'électricité et de répondre aux enjeux de flexibilité de la production et de sécurité du réseau induits par le développement de la part des énergies renouvelables intermittentes (éolien, solaire).

L'évolution du marché de l'hydrogène laisse entrevoir des transformations profondes de la filière. Les procédés de production actuels, fortement émetteurs de gaz à effet de serre, sont appelés à céder progressivement la place à des procédés plus vertueux, basés sur l'électrolyse de l'eau à partir d'électricité décarbonée, le captage et le stockage du CO₂ (CCS) ou sur d'autres technologies en devenir. La montée en puissance de la filière et la distribution géographique des lieux de production, de distribution et d'usage s'accompagnera de besoins importants de stockage et de transport d'hydrogène, y compris sur de longues distances, par canalisation, par voies routières, ferroviaires, fluviales ou maritimes, et sous diverses formes : hydrogène en phase gazeuse ou liquide, molécules dérivées (ammoniac, méthanol, etc.) ou hydrogène fixé sur des supports liquides ou solides.

L'hydrogène étant un gaz particulièrement inflammable et réactif, ces perspectives de déploiement massif dans des domaines nombreux et variés, impliquant des contextes d'utilisation nouveaux - parfois au cœur d'espaces publics - et l'implication d'une diversité d'acteurs n'ayant pas tous une expérience de manipulation de cette molécule, invitent à réfléchir aux enjeux de sécurité. Elles invitent également à faire un état des lieux des méthodes d'analyse, d'évaluation et de maîtrise des risques liés à l'hydrogène ainsi que des besoins de recherche et développement à combler pour affronter ces nouveaux enjeux.

Le présent document a l'objectif de contribuer à cette réflexion et à cet état des lieux en proposant un recueil des connaissances essentielles sur la sécurité de l'hydrogène et une réflexion sur les défis restant à relever pour assurer un déploiement sûr de ce nouveau vecteur énergétique. Il s'appuie pour cela sur l'expérience acquise par l'Ineris depuis près de 30 ans ainsi que sur l'exploitation d'une riche littérature dans ce domaine.

Destiné à un large public, le document se veut synthétique et accessible, tout en renvoyant à des documents complémentaires pour les lecteurs désireux d'éléments plus détaillés et techniques. Pour faciliter l'accès aux informations et s'adapter aux divers publics, il est organisé sous forme de questions/réponses indépendantes, permettant à chacun d'en faire une lecture « à la carte » selon ses sujets d'intérêt et son niveau de connaissance préalable.

Une synthèse, ainsi qu'une réflexion sur les principaux défis à relever pour assurer un déploiement sûr et durable de la filière hydrogène, est disponible à la fin du document.

ABSTRACT

Hydrogen has been regarded, for several years, as a key tool for the energy transition. In response to climate change, many countries have integrated decarbonized hydrogen into their decarbonization strategies. The potential applications are numerous, spanning industries, mobility, and energy supply. Hydrogen is also seen, in the medium term, as a means of storing electricity on a large scale, thus reducing the pressure on electrical grids caused by the development of intermittent renewable energies (wind, solar).

The evolution of the hydrogen market suggests profound transformations in the sector. Current hydrogen production processes, which are highly carbon-emitting, will gradually be replaced by more sustainable methods, based on water electrolysis, carbon capture and storage (CCS), or other emerging processes. The growing spread of production, distribution, and usage locations will require the storage and transportation of hydrogen, including over long distances, through pipelines, by road, rail, rivers, or sea, and in various forms: gaseous, liquid, as derivative molecules (ammonia, methanol, etc.), or fixed on liquid or solid carriers.

Since hydrogen is a particularly flammable and reactive gas, the prospects of its widespread deployment across a range of new applications, operated in new environments, sometimes in public spaces, and by new actors who may not necessarily have experience with this molecule, raise important safety concerns. This invites reflection on the security challenges that may arise and calls for an overview of the methods for analyzing, assessing, and managing the risks associated with hydrogen, as well as identifying the research and development needs to address these new challenges.

This document aims to serve as both a compilation of essential knowledge on hydrogen safety and a reflection on the challenges that remain to ensure the safe deployment of this new energy carrier. It draws on nearly 30 years of expertise from Ineris in the field of hydrogen, as well as a wealth of literature on the subject.

Intended for a wide audience, the document is designed to be concise and accessible, while referring readers to additional materials for those interested in more technical details. Given the document's size and the diversity of the target audiences, it is organized in a question-and-answer format, allowing each reader to engage with it in a "à la carte" manner, depending on their interests and prior knowledge.

A summary, as well as a reflection on the main challenges to be overcome to ensure the safe and sustainable deployment of the hydrogen sector, is available at the end of the document.

Pour citer ce document, utilisez le lien ci-après :

Institut national de l'environnement industriel et des risques, La maîtrise des risques liés aux nouvelles applications de l'hydrogène, Verneuil-en-Halatte : Ineris - 205742 - 2724567 - v1.0, 27/05/2025.

Mots-clés :

Hydrogène – Risques – Sécurité – Enjeux - Maîtrise – Mobilité – Industrie - Energie

ABREVIATIONS ET ACRONYMES

ACV	Analyse du Cycle de Vie
ADN	Réglementation internationale pour le transport fluvial de marchandises dangereuses
ADR	Réglementation internationale pour le transport de marchandises dangereuses par la route
AEM	Electrolyse à membrane échangeuse d'anions (<i>anion exchange membrane</i>)
AFIR	Règlement européen sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs
AMPG	Arrêté ministériel de prescriptions générales
APS	Scénario de l'IEA basé sur les engagements pris par l'ensemble des pays du monde (<i>announced pledges scenario</i>)
ATEX	Atmosphère explosive
ATR	Reformage autothermique du méthane (<i>autothermal reforming of methane</i>)
BEV	Véhicule électrique à batteries (<i>battery electric vehicle</i>)
BP	Basse pression
BV	Bris de vitres
CAPEX	Dépenses d'investissement (<i>capital expenditure</i>)
CAS	Classification d'une substance chimique auprès du <i>Chemical Abstracts Service</i> (CAS)
CEM	Directive européenne sur la compatibilité électromagnétique
CFD	Outil de modélisation basée sur la mécanique des fluides (<i>computational fluid dynamics</i>)
CGE	Conseil Général de l'Economie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies
CH ₂	Hydrogène gazeux comprimé
CO ₂	Dioxyde de carbone
CO ₂ éq	Equivalent-CO ₂
CONCAWE	<i>Conservation of Clean Air and Water in Europe</i>
COVNM	Composé organique volatile non méthanique
CH ₄	Méthane
CCS	Captage et stockage géologique du CO ₂ (<i>carbon capture and storage</i>)
CCU	Captage et valorisation du CO ₂ (<i>carbon capture and usage</i>)
CCUS	Captage, valorisation et stockage du CO ₂ (<i>carbon capture usage and storage</i>)
DESP	Directive européenne relative aux équipements sous pression
DESPT	Directive relative aux équipements sous pression transportables
DN	Diamètre nominal
DGPR	Direction Générale de la Prévention des Risques du Ministère français en charge de la Transition Ecologique
DN	Diamètre Nominal
DNV	Det Norske Veritas
DRI	Réduction directe du fer (<i>direct reduction of iron</i>)
EDD	Etude de dangers
EHSP	European Hydrogen Safety Panel

EI	Effets irréversibles
EL	Effets létaux
ELS	Effets létaux significatifs
ENR	Energies renouvelables
EPCI	Etablissement public de coopération intercommunale
EOR	Récupération assistée du pétrole (<i>enhanced oil recovery</i>)
ERC	Evénement redouté central
ERS	Evénement redouté secondaire
ESP	Equipement sous pression
FCEV	Véhicule électrique à pile à combustible (<i>fuel-cell electric vehicle</i>)
FRR	Facteur de réduction du risque
FID	Projets en construction ou ayant fait l'objet d'une décision finale d'investissement (<i>final investment decision</i>)
GES	Gaz à effet de serre
GESIP	Groupe d'études de sécurité des industries pétrolières
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
GNV	Gaz naturel pour véhicules
GPL	Gaz de pétrole liquéfié
HDV	véhicule terrestre lourd (<i>heavy-duty vehicle</i>)
HEV	Véhicule électrique hybride (<i>hybrid electric vehicle</i>)
HP	Haute pression
H ₂	Dihydrogène, plus communément appelé « hydrogène »
HSE	Bureau britannique en charge de la sécurité et de la santé (<i>Health and Safety Executive</i>)
ICE	Moteur à combustion interne (<i>internal combustion engine</i>)
IEA	Agence internationale de l'énergie (<i>international energy agency</i>)
IEC	Commission électrotechnique internationale (<i>international electrotechnical commission</i>)
IED	Directive européenne sur les émissions industrielles
IGC	Code international pour la construction des navires transportant des gaz liquéfiés
IGEDD	Inspection Générale de l'Environnement et du Développement Durable
IATA	Réglementation internationale pour le transport de marchandises dangereuses par voie aérienne
IMDG	Code international régissant le transport de marchandises dangereuses par voie maritime
IMO	Organisation Maritime Internationale (<i>international maritime organisation</i>)
IR	Infra-rouge
JRC	Joint Research Center
LDV	Véhicule léger (<i>light-duty vehicle</i>)
LH ₂	Hydrogène liquéfié, plus couramment appelé hydrogène liquide (par abus de langage)
LHC	Vecteur liquide de transport de l'hydrogène (<i>liquid hydrogen carrier</i>)
LOHC	Vecteur liquide organique de transport de l'hydrogène (<i>liquid organic hydrogen carrier</i>)
MEGC	Conteneur de bouteilles à éléments multiples (<i>multiple element gas container</i>)

MME	Méthode multi-énergie
MMRI	Mesure de maîtrise des risques instrumentée
MMRIC	Mesure de maîtrise des risques instrumentée intégrée au système de conduite
MP	Moyenne pression
NA	Non atteint ou non applicable
NC	Niveau de confiance
N ₂	Azote
N ₂ O	Protoxyde d'azote
NG	Gaz naturel
NH ₃	Ammoniac
NO _x	Oxydes d'azote
NZE	Scénario de l'IEA basé sur la neutralité carbone à 2050 (<i>net zero emissions by 2050</i>)
O ₂	Dioxygène, plus communément appelé « oxygène »
ONG	Organisation non gouvernementale
P	Pression dans l'équipement
PAU	Procédure d'arrêt d'urgence
PFD _{avg}	Probabilité moyenne de défaillance à la sollicitation (<i>probability of failure on demand</i>)
P _{max}	Pression maximum de l'onde de surpression générée par une explosion
P _{réd}	Pression réduite dans une enceinte après ouverture des surfaces soufflables
P _{RD}	Pression effective de rupture en dynamique d'un équipement/réservoir
P _{rup}	Pression de rupture d'un équipement/réservoir
P _{RS}	Pression de rupture statique d'un équipement/réservoir
PEM	Electrolyse à membrane échangeuse de protons (<i>proton exchange membrane</i>)
PAC	Pile à combustible
PFAS	Substances per et polyfluoroalkylées
PhD	Phénomène dangereux
PID	Schéma de tuyauterie et d'instrumentation (<i>piping and instrumentation diagram</i>)
PMS	Pression maximale de service
PNS	Pression nominale de service
PPI	Plan particulier d'intervention
PPRT	Plan de prévention des risques technologiques
PRG	Pouvoir (ou potentiel) de réchauffement global
PRG ₂₀	Pouvoir de réchauffement global sur une période de 20 ans
PRG ₁₀₀	Pouvoir de réchauffement global sur une période de 100 ans
PSA	Autorité norvégienne de régulation des activités pétrolières (<i>Petroleum Safety Authority</i>)
REX	Retour d'expérience
RID	Réglementation internationale pour le transport ferroviaire de marchandises dangereuses
RFNBO	Hydrogène ou molécules dérivées produites à partir d'énergies renouvelables non organiques (<i>renewable fuels of non-organic origin</i>)

RPT	Transition de phase rapide (<i>Rapid Phase Transition</i>)
SAF	Carburant durable d'aviation (<i>sustainable aviation fuel</i>)
SIL	Niveau d'intégrité de sécurité (<i>safety integrity level</i>)
SDIS	Service départemental d'incendie et de secours
SOEC	Electrolyse à oxyde solide (<i>solid oxide electrolyzer cell</i>)
SOx	Oxydes de soufre
SMR	Reformage du méthane à la vapeur (<i>steam methane reforming</i>)
STEPS	Scénario de l'IEA basé sur les politiques engagées par les gouvernements (<i>stated policies scenario</i>)
TAI	Température d'auto-inflammation
TPRD	Thermofusible de relâchement de la pression (<i>Thermal pressure relief device</i>)
TRL	Niveau de maturité technologique (<i>Technology Readiness Level</i>)
UE	Union européenne
UV	Ultra-violet

UNITES

EJ	Exa-Joules
GNm ³	Giga-normaux mètres cubes
Gt	Giga-tonnes
kt	Kilo-tonnes
L	Litre
Md€	Milliards d'euros
M€	Millions d'euros
Mt	Méga-tonnes
Sb-équ	Equivalent-antimoine
TWh	Térawatt-heure

INTRODUCTION

L'[hydrogène](#) a toujours fait l'objet de fascination, de Jules Verne¹ à aujourd'hui. Après avoir connu plusieurs vagues d'intérêt industriel au cours du 20^{ème} siècle², l'hydrogène suscite depuis quelques années un nouvel engouement.

L'hydrogène décarboné³ est en effet considéré, par de nombreux pays, comme un outil essentiel de la transition énergétique. En 2023, plus de 50 d'entre eux, dont la France^{4,5,6}, avaient adopté une stratégie de soutien à un déploiement de l'hydrogène décarboné⁷. La même année, l'IEA dénombrait près de 1 500 projets dans le monde en lien avec l'hydrogène⁸ et sur la base des projets annoncés, prévoyait [une multiplication par 40 de la production mondiale d'hydrogène décarboné d'ici 2030](#)⁷.

Même si la mise en œuvre de ces projets rencontre aujourd'hui certains freins^{9,10}, les projections du marché de l'hydrogène restent en forte croissance et laissent entrevoir une profonde évolution de la chaîne de valeur. Aujourd'hui essentiellement limité au raffinage et à la chimie, l'usage de l'hydrogène devrait s'étendre à un ensemble de nouveaux procédés, dans l'industrie, la mobilité, ou la fourniture d'énergie, où il pourrait se substituer progressivement aux hydrocarbures, comme réactif ou comme carburant bas carbone.

Les chaînes logistiques de l'hydrogène devraient également se complexifier, avec de nouveaux procédés de production, de stockage, de transport et de distribution. Géographiquement, l'hydrogène sera davantage disséminé qu'aujourd'hui avec, d'un côté, de grosses unités de production d'hydrogène (*giga-factories*), mais aussi des sites de production, de distribution et d'usage de taille plus modeste, répartis dans les territoires, dans des environnements souvent contraints, urbanisés ou fortement industrialisés. Ces systèmes seront conçus, opérés et maintenus, pour la plupart, par de nouveaux acteurs qui, pour certains, n'ont pas d'expérience particulière dans le domaine de l'hydrogène.

Or, l'hydrogène est un gaz [particulièrement inflammable](#), pouvant donner lieu à des [explosions violentes](#). Du fait de sa [faible densité](#), il doit le plus souvent être stocké à haute pression, ce qui induit également des risques d'éclatement d'équipements sous pression. Si ces risques sont connus et maîtrisés depuis des décennies dans l'industrie chimique, leur gestion dans le contexte des nouvelles applications de l'hydrogène pose un certain nombre de défis que le rythme de déploiement imposé par les objectifs de décarbonation impose de relever dans un délai court. Or, la sécurité est une condition indispensable au déploiement d'une nouvelle filière énergétique, comme l'a montré l'expérience de la

¹ Dans l'île Mystérieuse, en 1875, Jules Verne faisait dire à l'un de ses personnages : « Oui, mes amis, je crois que l'eau sera un jour employée comme combustible, que l'hydrogène et l'oxygène, qui la constituent, utilisés isolément ou simultanément, fourniront une source de chaleur et de lumière inépuisable et d'une intensité que la houille ne saurait avoir. Un jour, les soutes des steamers et les tenders des locomotives, au lieu du charbon, seront chargés de ces deux gaz comprimés, qui brûleront dans les foyers avec une énorme puissance calorifique ».

² France Hydrogène (2018) Historique de l'hydrogène <https://s3.production.france-hydrogene.org/uploads/sites/4/2018/09/1.1-3.pdf>

³ Dans ce document, est appelé hydrogène « décarboné » un hydrogène renouvelable ou bas-carbone, au sens de l'article L811-1 du Code de l'énergie. Le seuil d'émission d'équivalent-CO₂ en-deçà duquel l'hydrogène est qualifiable de renouvelable ou bas carbone a été fixé à 3,38 kg CO₂eq/kg d'H₂ (règlement 2023/1185 d'application de l'article 25(2) de la Directive 2018/2001 dite RED II, transposé en droit français par [l'arrêté du 1er juillet 2024 précisant le seuil d'émissions de gaz à effet de serre et la méthodologie pour qualifier l'hydrogène comme renouvelable ou bas-carbone](#)).

⁴ Direction générale des Entreprises (2023) France 2030 : stratégie nationale pour l'hydrogène décarboné <https://www.entreprises.gouv.fr/priorites-et-actions/autonomie-strategique/soutenir-linnovation-dans-les-secteurs-strategiques-13>

⁵ Bui, H. (2022) L'hydrogène décarboné : une stratégie interministérielle et une gouvernance renouvelée, Annales des Mines, Nov, p7-19 <https://www.annales.org/ri/2022/ri-novembre-2022/2022-11-3.pdf>

⁶ La position française en faveur de l'hydrogène décarboné a été réaffirmée à l'occasion de la révision de la stratégie nationale de l'hydrogène publiée en avril 2025 : <https://www.entreprises.gouv.fr/espace-presse/strategie-nationale-hydrogene-snh-ii-le-gouvernement-publie-sa-mise-jour>

⁷ IEA (2024). *Global Hydrogen Review 2023*. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/8d434960-a85c-4c02-ad96-77794aaa175d/GlobalHydrogenReview2023.pdf>

⁸ IEA - Hydrogen Projects Database <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-projects-database> (consultée en octobre 2023)

⁹ Le Monde (2024) [Hydrogène décarboné : la fin de l'euphorie](#)

¹⁰ Actu Environnement (2025) <https://www.actu-environnement.com/ae/news/hydrogene-filiere-expectative-45469.php4>

filière GPL de carburant pour véhicules, stoppée brutalement au début des années 2000 suite à une série d'accidents^{11,12}.

Ces enjeux de sécurité sont peu abordés dans les feuilles de route et les documents programmatiques sur le déploiement de l'hydrogène. Il est rare également qu'ils figurent dans les indicateurs de performance des projets hydrogène¹³. Le présent document se propose de passer en revue ces enjeux de sécurité, de rappeler les propriétés essentielles et les risques liés à l'hydrogène et d'exposer les principes, les méthodes et les outils permettant de les identifier, de les évaluer et de les maîtriser.

Ce document se concentre sur les risques d'accidents pouvant nuire gravement à la sécurité des personnes et des biens, qu'ils soient internes ou externes aux sites. Les risques purement professionnels, autres que ceux liés aux explosions, ne sont pas l'objet de ce document. De même, les questions climatiques, sanitaires et environnementales liées au déploiement de l'hydrogène ne sont pas au cœur de ce rapport. Une synthèse de la bibliographie récente sur ces questions est toutefois présentée en Annexe 1.

S'adressant à un public large (acteurs de la filière, inspecteurs en charge du contrôle des installations, ONG, grand public), le présent document se veut accessible. Il vise à donner un large panorama des questions de sécurité qui entourent le déploiement de l'hydrogène, en évitant d'aborder les aspects trop techniques. Il renvoie pour cela à des documents complémentaires, qui permettront aux lecteurs d'approfondir les points qui les intéressent.

Le document est organisé en 9 chapitres. Le [chapitre 1](#) donne une vue d'ensemble, actuelle et prospective, de la filière de l'hydrogène. Le [chapitre 2](#) rappelle les propriétés physico-chimiques de l'hydrogène, en mettant en avant leur lien avec la sécurité. Le [chapitre 3](#) présente la démarche générale de maîtrise des risques liés à l'hydrogène et le cadre réglementaire applicable. Le [chapitre 4](#) aborde l'accidentologie et décrit, de manière générique, les scénarios d'accidents qui peuvent survenir en présence d'hydrogène. Le [Chapitre 5](#) présente les approches permettant d'évaluer les probabilités de ces accidents et fournit quelques estimations de ces probabilités. Le [chapitre 6](#) présente les méthodes et les outils permettant de modéliser les phénomènes dangereux associés à l'hydrogène et d'en évaluer les effets et les conséquences. Le [chapitre 7](#) s'intéresse à la maîtrise des risques et donne une vue d'ensemble des mesures permettant de prévenir, de limiter ou de protéger des effets d'un accident lié à l'hydrogène. Le [chapitre 8](#) aborde les enjeux de sécurité spécifiques à certains maillons technologiques de la filière de l'hydrogène. Enfin, le rapport se clôt par une synthèse et une réflexion sur les principaux défis à relever pour assurer un déploiement sûr et durable d'une économie de l'hydrogène ([Chapitre 9](#)).

Même si les chapitres et sous-chapitres sont ordonnés de manière logique, ils sont rédigés de façon à pouvoir être lus indépendamment les uns des autres. Ainsi le lecteur pourra choisir d'en faire une lecture linéaire ou bien « à la carte », selon ses sujets d'intérêt. Des liens permettent de naviguer entre les chapitres/sous-chapitres de manière interactive.

¹¹ <https://www.leparisien.fr/faits-divers/deux-blesses-dans-l-explosion-d-une-voiture-au-gpl-11-07-2001-2002292947.php>

¹² https://www.liberation.fr/societe/1999/02/03/gpl-une-soupape-manque-et-tout-menace-d-exploser-apres-l-accident-de-venissieux-la-securite-routiere_264008/

¹³ Derempouka Efthymia, Skjold Trygve, Nja Ove, & Haarstad Havard. (2022). The role of safety in the framing of the hydrogen economy by selected groups of stakeholders. *Chemical Engineering Transactions*, 90, 757-762. <https://doi.org/10.3303/CET2290127>

1 LE PAYSAGE ACTUEL ET PROSPECTIF DE LA FILIERE DE L'HYDROGENE

1.1 PREAMBULE

Ce premier chapitre présente le contexte de la filière actuelle de l'hydrogène et ses perspectives d'évolution à moyen et long-terme.

1.2 QUEL EST LE VISAGE ACTUEL DE LA FILIERE HYDROGENE ?

1.2.1 Des procédés de production fortement carbonés

Bien qu'il soit l'élément chimique le plus abondant dans l'univers (75% en masse et 92% en nombre d'atomes), l'hydrogène se trouve rarement sous [forme moléculaire \(H₂\)](#) dans la nature. On ne le trouve qu'à l'état de trace dans l'atmosphère (~0,5 ppm), et même si des découvertes récentes tendent à montrer que des accumulations d'hydrogène pourraient être présentes dans le sous-sol dans des quantités plus importantes que supposé initialement^{14,15}, on ne dispose encore que de peu de données sur le volume et l'exploitabilité de ces ressources. Autrement dit, aujourd'hui, le seul moyen de disposer d'hydrogène est de le produire à partir d'autres molécules. Généralement, les atomes d'hydrogène sont reliés à des atomes de carbone (dans les hydrocarbures, par exemple le CH₄) ou d'oxygène (dans l'eau, H₂O). Ils doivent donc en être séparés, par un apport d'énergie, pour pouvoir se recombiner en H₂.

En 2023, la production mondiale d'hydrogène était de 97 Mt⁷ soit 3 200 TWh¹⁶. Cette production représente 2% de la consommation mondiale d'énergie primaire (qui était de 170 000 TWh¹⁷ en 2023). Les principaux producteurs d'hydrogène sont la Chine (qui représente près de 30% de la production), puis le Moyen-Orient, les Etats-Unis, l'Inde et l'Europe⁷. Dans une très grande proportion (99,9%⁷), l'hydrogène est produit à partir d'hydrocarbures. Les deux procédés les plus courants sont :

- le reformage du gaz naturel¹⁸, qui représente 63% de la production (Figure 1). L'hydrogène est alors qualifié de « gris » (Figure 2). Deux variantes principales de ce procédé existent : le reformage à la vapeur ou vaporeformage (SMR), procédé le plus courant, et le reformage autothermique (ATR), moins mature, mais qui est en cours de fort développement, notamment du fait qu'il permet un taux de captage plus important du CO₂¹⁹ ;
- la gazéification du charbon, qui représente 21% de la production (hydrogène « noir »).

Ces procédés sont fortement émetteurs de gaz à effet de serre (voir § A.1.2 en Annexe). A l'échelle mondiale, la production d'1 kg d'hydrogène émet en moyenne l'équivalent de 12 à 13 kg de CO₂²⁰. En 2023, la production mondiale d'hydrogène a ainsi été à l'origine de l'émission d'environ 920 Mt CO₂eq⁷, soit près de 2,5% des émissions mondiales (37,4 Gt en 2023²¹).

Les deux voies principales envisagées pour décarboner l'hydrogène sont le [captage et la valorisation ou le stockage du CO₂ \(CCUS\)](#) (hydrogène « bleu ») et [l'électrolyse de l'eau](#) (hydrogène « vert », « rose » ou « jaune » selon l'origine de l'électricité utilisée, cf. Figure 2). L'hydrogène décarboné³ représentait en 2023 environ 0,7 Mt⁷ (< 0,7% de la production globale) et provenait essentiellement d'énergies fossiles avec CCUS (0,6%), l'électrolyse de l'eau constituant moins de 0,1% de la production globale (Figure 1).

L'ensemble de cette production dite « dédiée », c'est-à-dire issue de procédés spécifiquement destinés à produire de l'hydrogène, représentait 82 Mt en 2023 (Figure 1).

A cette production dédiée s'ajoute une certaine quantité d'hydrogène « co-produite », c'est-à-dire issue de procédés n'ayant pas pour finalité de produire de l'hydrogène mais dont la production d'hydrogène est inhérente au procédé. Dans certains cas, notamment dans le raffinage, cet hydrogène est valorisé comme intrant d'autres procédés²². Du fait qu'il est alors consommé, il peut être considéré comme

¹⁴ Diallo, A. et al. (2022) La découverte de l'hydrogène naturel par Hydroma, un « game changer » pour la transition énergétique, Annales des Mines, Nov, p154-160 <https://www.annales.org/ri/2022/ri-novembre-2022/2022-11-26.pdf>

¹⁵ CNRS, Le Journal (2023) Un gisement géant d'hydrogène en Lorraine ? <https://lejournel.cnrs.fr/articles/un-gisement-geant-dhydrogene-en-lorraine>

¹⁶ En se basant sur le pouvoir calorifique inférieur de l'hydrogène (120 MJ/kg) : 1 Mt d'H₂ = 120.10⁶ GJ = 33,33 TWh

¹⁷ Institut Sapiens (2024) <https://www.institutsapiens.fr/wp-content/uploads/2024/07/2024-Observ.-Energie-Climat-Statistical-review.pdf>

¹⁸ Norme ISO 16110 Générateurs d'hydrogène utilisant les technologies de traitement du carburant - Partie 1 : sécurité

¹⁹ ADEME (2022). Avis d'expert Impact climatique de l'hydrogène « bleu » <https://librairie.ademe.fr/cadic/7092/ademe-avis-experts-h2-bleu-202208.pdf>

²⁰ IEA (2023). *Towards Hydrogen Definitions Based on their Emissions Intensity*. OECD. <https://doi.org/10.1787/44618fd1-en>

²¹ IEA (2024) CO₂ emissions in 2023 <https://www.iea.org/reports/co2-emissions-in-2023>

²² L'hydrogène coproduit lors du raffinage du naphta est utilisé dans les procédés d'hydrocraquage et de désulfuration.

faisant partie de la production annuelle d'hydrogène²³. En 2023, cet hydrogène coproduit et valorisé représentait 15 Mt⁷, portant à 97 Mt la production globale d'hydrogène.

Il existe d'autres situations où l'hydrogène coproduit n'est pas valorisé (plus de 30 Mt en 2021²⁴). C'est le cas, notamment, dans la sidérurgie, la chimie (production d'éthylène ou de chlore), le nucléaire (radiolyse de l'eau), ou lors du dégazage de batteries (particulièrement les batteries acide-plomb). Cet hydrogène n'est pas comptabilisé dans la production annuelle même si du point de vue des risques, il pose les mêmes problématiques.

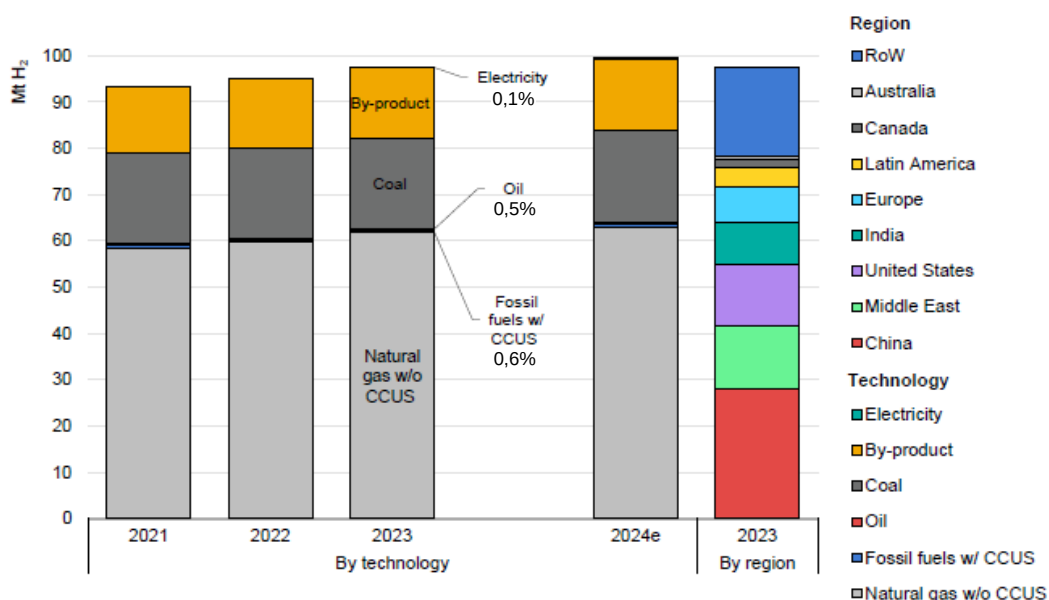


Figure 1 : Production mondiale d'hydrogène en 2023⁷

²³ Tous les organismes ne s'accordent pas sur la manière de comptabiliser l'hydrogène co-produit, ce qui conduit à une variabilité dans les chiffres de production annuelle d'hydrogène. Les chiffres fournis dans ce document sont ceux de l'IEA, dont la méthodologie consiste à intégrer dans la production annuelle l'hydrogène co-produit puis autoconsommé et à en exclure l'hydrogène co-produit et non valorisé.

²⁴ International Energy Agency (IEA). (2022). *Global Hydrogen Review 2022*, sept. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>

	Couleur	Source d'énergie	Procédé	Produit	Facteur d'émission kg CO ₂ eq/kg H ₂	Réfs.	Dénomination réglementaire ^[a]
	Noir	Charbon	Gazéification	H ₂ + CO ₂	22-26	[d;e]	Carboné
	Gris	Gaz naturel	Vaporeformage	H ₂ + CO ₂	10-12	[d;e]	
	Bleu	Charbon	Gazéification + CCUS	H ₂ + CO ₂	3-6	[d;e]	Bas carbone ou carboné ^[b]
		Gaz naturel	Vaporeformage + CCUS	H ₂ + CO ₂	1-6	[d;e]	
	Turquoise	Gaz naturel	Pyrolyse	H ₂ + C	2-9	[h]	
	Jaune	Electricité du réseau	Electrolyse	H ₂ + O ₂	2,5-24	[d,g]	Bas carbone
	Rose	Electricité 100% nucléaire	Electrolyse	H ₂ + O ₂	0,5-1	[e]	
	Vert	Electricité mix renouvelable	Electrolyse	H ₂ + O ₂	1-2	[f]	Renouvelable
		Solaire	Electrolyse	H ₂ + O ₂	1-2,5	[d;e;f]	
		Eolien	Electrolyse	H ₂ + O ₂	0,5-1,5	[d;e;f]	
		Hydraulique	Electrolyse	H ₂ + O ₂	0,3-0,5	[e]	
		Biomasse	Gazéification	H ₂ + CO ₂	1,5-2	[e]	
		Biométhane	Vaporeformage	H ₂ + CO ₂	1-3	[e]	
		Chaleur solaire ou nucléaire	Cycles thermochimiques	H ₂ + O ₂	0,5-2	[e]	Renouvelable ^[c]
	Blanc	Hydrogène	Extraction par puits	H ₂	< 1	[i]	

[a] Article L811-1 du code de l'énergie [b] bas carbone si le facteur d'émissions est < 3,38 kg CO₂/kg H₂, carboné sinon (arrêté du 1^{er} juillet 2024³¹) [c] le caractère renouvelable de l'hydrogène naturel reste à confirmer [d] IEA (2023)²⁰ [e] Hydrogen Council (2021)²⁵ [f] ADEME (2020)²⁶ [g] ADEME (2022)²⁷ [h] Parkinson et al. (2019)²⁸ [i] Brandt (2023)²⁹

Figure 2 : Les « couleurs » de l'hydrogène, les fourchettes de facteurs d'émissions correspondantes et les dénominations réglementaires associées

En France, la production d'hydrogène en 2022 était d'environ 900 kt³⁰. La France a la particularité d'avoir une forte proportion (près de 60%) d'hydrogène coproduit (Figure 3). La production dédiée (35%) est essentiellement issue du vaporeformage du gaz naturel. L'hydrogène décarboné, non représenté sur la Figure 3, est essentiellement d'origine électrolytique ; il représente 5% de la production : 45 kt en 2022³⁰.

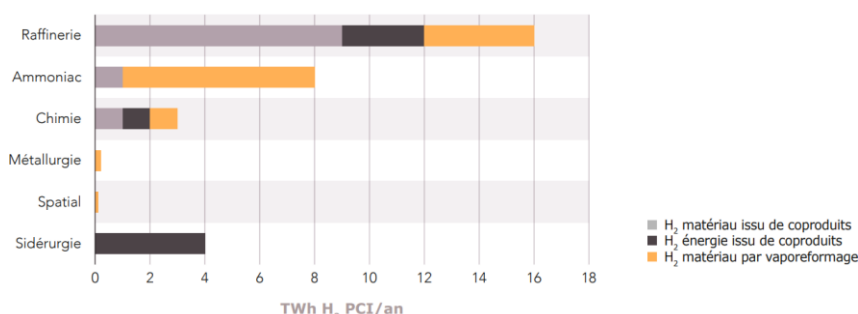


Figure 3 : Production et consommation d'hydrogène en France en 2021³¹. 1 TWh = 30 kt H₂.
« H₂ matériau » = H₂ utilisé comme matière première ; « H₂ énergie » = H₂ utilisé comme énergie

²⁵ Hydrogen Council. (2021). Hydrogen decarbonization pathways : Potential supply scenarios. <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/01/Hydrogen-Council-Report-Decarbonization-Pathways-Part-2-Supply-Scenarios.pdf>

²⁶ ADEME. (2020). Analyse du cycle de vie relative à l'hydrogène - Production d'hydrogène et usage en mobilité légère. <https://bibliothèque.ademe.fr/changement-climatique-et-energie/4213-analyse-de-cycle-de-vie-relative-a-l-hydrogene.html>

²⁷ ADEME (2022) Impact climatique de l'hydrogène « bleu » <https://bibliothèque.ademe.fr/changement-climatique-et-energie/5578-impact-climatique-de-l-hydrogene-bleu.html>

²⁸ Parkinson, B., Balcombe, P., Speirs, J. F., Hawkes, A. D., & Hellgardt, K. (2019). Levelized cost of CO₂ mitigation from hydrogen production routes. *Energy & Environmental Science*, 12(1), 19-40. <https://doi.org/10.1039/C8EE02079E>

²⁹ Brandt, A. R. (2023). Greenhouse gas intensity of natural hydrogen produced from subsurface geologic accumulations. *Joule*, 7(8), 1818-1831. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2023.07.001>

³⁰ Site Vig'hy de France Hydrogène – Chiffres clés : <https://vighy.france-hydrogene.org/chiffres-cles> (consulté en octobre 2024)

³¹ RTE. (2021). Futurs énergétiques 2050—Partie 9 : Le rôle de l'hydrogène et des couplages entre les secteurs du gaz et de l'électricité https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-10/BP2050_rapport-complet_chapitre9_hydrogene-couplages.pdf

1.2.2 Des chaînes logistiques très simples

Aujourd'hui, l'hydrogène n'est quasiment pas stocké et est peu transporté. En 2021, 93% de l'hydrogène consommé était produit sur place et à la demande²⁴. Il est en effet plus facile de transporter la matière nécessaire à la production de l'hydrogène (gaz naturel, charbon ou pétrole) que l'hydrogène proprement dit. De plus, le fait que les utilisateurs d'hydrogène soient, pour la plupart, des [consommateurs intensifs](#) rend vite profitable l'installation d'une unité de production sur le lieu même de consommation.

Dans les cas où l'hydrogène est stocké, c'est principalement sous deux formes :

1. Le stockage sous forme gazeuse comprimée (ou hyperbare). C'est le mode de stockage le plus courant aujourd'hui. Il consiste à stocker l'hydrogène dans des [réservoirs métalliques ou constitués de matériaux composites](#), à des pressions pouvant aller jusqu'à 1 000 bar ;
2. Le stockage sous forme liquide³². Ce mode de stockage consiste à refroidir l'hydrogène jusqu'à sa [température de condensation](#) (-253°C) et à le stocker dans un [réservoir cryogénique](#), conçu pour limiter les échanges thermiques avec l'extérieur et ainsi éviter les pertes d'hydrogène par évaporation (*boil-off*). Ce mode de stockage a l'avantage d'être plus compact que le stockage sous forme gazeuse (Figure 37), mais plus coûteux en énergie. Peu utilisé aujourd'hui, en dehors de certaines applications spécifiques (notamment dans l'aérospatial), le stockage d'hydrogène liquide [est amené à se développer fortement](#).

Lorsqu'il est nécessaire de transporter l'hydrogène entre le lieu de production et le lieu de consommation, ce transport se fait généralement sur de courtes distances. Deux voies de transport sont principalement utilisées aujourd'hui :

1. Le transport par voie routière. L'hydrogène est transporté sous forme [comprimée](#) ou [liquide](#) ;
2. Le transport par canalisation. L'hydrogène est transporté sous forme gazeuse, dans des canalisations dédiées au transport de l'hydrogène. Plus à la marge, il existe aussi quelques canalisations d'hydrogène liquide. Le transport de l'hydrogène par canalisation est assez peu répandu : on compte environ 5 000 km d'hydrogénoducs dans le monde, dont 2 000 km en Europe et 1 000 km en France (notamment dans le nord de la France et en région lyonnaise). Ces chiffres sont sans commune mesure avec les quelques 1 million de km de canalisations de gaz naturel dans le monde⁷. Dans les prochaines décennies, on devrait toutefois assister à [un développement des réseaux de transport d'hydrogène](#).

Quel que soit le mode de transport utilisé aujourd'hui (par voie routière ou par canalisation), l'hydrogène est le plus souvent livré directement au client utilisateur, sans passer par un point de distribution. Avec le développement, depuis le début des années 2000, du marché de la mobilité hydrogène, les stations de distribution d'hydrogène se sont néanmoins multipliées (Figure 4). En juin 2024, 1 200 stations de recharge de véhicules routiers étaient opérationnelles dans le monde⁷ (principalement en Chine, en Europe, en Corée du Sud, au Japon et aux États-Unis), dont environ 80 en France³⁰. La majorité d'entre elles est destinée au ravitaillement de véhicules légers mais [de plus en plus de projets de stations concernent la mobilité lourde](#).

³² En toute rigueur, il s'agit d'hydrogène liquéfié. Par abus de langage, on utilisera le terme courant d'hydrogène liquide.

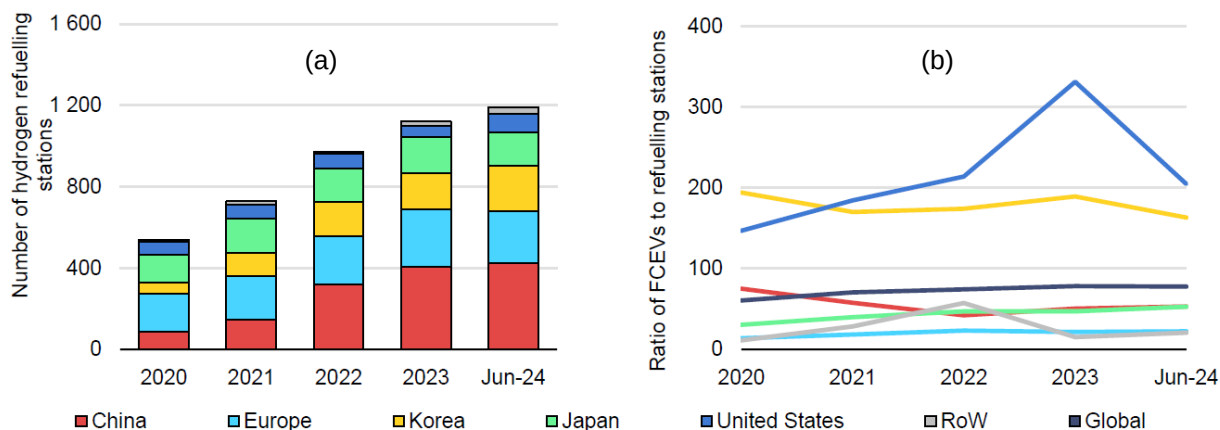


Figure 4 : (a) Nombre de stations de recharge d'hydrogène par région (b) rapport entre le nombre de véhicules électriques à hydrogène et le nombre de stations⁷

1.2.3 Des usages essentiellement industriels

Depuis des décennies, l'hydrogène est utilisé comme substance chimique de base dans l'industrie. Il intervient notamment dans le raffinage de produits pétroliers, la production d'ammoniac (principalement destinée à la production d'engrais), la production de méthanol (destinée à la chimie organique : matières plastiques, résines synthétiques, peintures, etc.) et la production d'acier par réduction directe du fer (DRI ; Figure 5a). D'autres secteurs utilisent de l'hydrogène de façon plus diffuse et en plus petite quantité, avec des exigences généralement plus importantes en termes de pureté : l'agroalimentaire, les industries du verre et des métaux, l'électronique, l'aérospatiale, l'industrie pharmaceutique, etc. Les principaux consommateurs d'hydrogène sont la Chine, les Etats-Unis, le Moyen-Orient, l'Inde et l'Europe (Figure 5b).

Ces usages traditionnels de l'hydrogène constituent l'immense majorité de la consommation d'hydrogène aujourd'hui. En 2022, 99,9% des 95 Mt d'hydrogène consommées dans le monde étaient destinés à ces usages⁷. La proportion est quasiment la même en France (Figure 3).

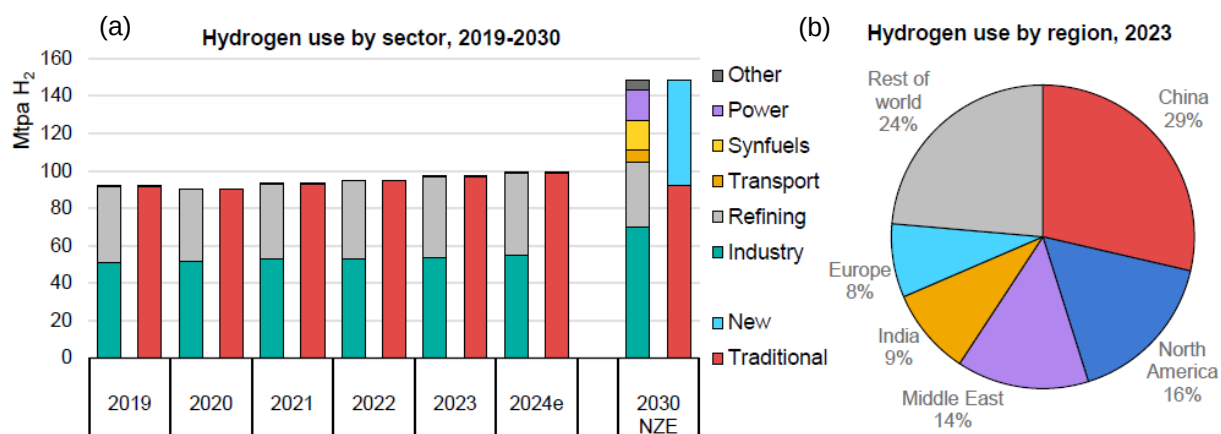


Figure 5 : Consommation mondiale d'hydrogène, par type d'usage et par pays. Les nouvelles applications (« New ») concernent entre autres la DRI 100%-hydrogène, la production de chaleur haute température, la mobilité, la production et le stockage d'électricité. Les projections à 2030 correspondent au scénario NZE de l'IEA⁷

1.3 QUELLES SONT LES PERSPECTIVES DU MARCHÉ DE L'HYDROGÈNE ?

1.3.1 Pourquoi l'hydrogène décarboné suscite-t-il tant d'intérêt ?

La lutte contre le changement climatique est un enjeu majeur de notre temps³³. Pour maintenir le réchauffement de la planète sous les 2 degrés d'ici 2100³⁴ (objectif minimal fixé par l'accord de Paris), une réduction rapide des émissions de gaz à effets de serre doit s'opérer à l'échelle mondiale. Ces émissions, principalement composées de CO₂, de CH₄, et de N₂O, sont liées en grande partie à l'utilisation massive d'hydrocarbures comme sources d'énergie et de matière, dans tous les secteurs de l'économie. Il est clair qu'au-delà des stratégies de sobriété, d'efficacité énergétique, de circularité des circuits industriels ou d'évitement des émissions par captage et stockage du CO₂, une décarbonation rapide de l'économie mondiale ne pourra s'effectuer sans une substitution, au moins partielle, des énergies fossiles par des énergies à faibles émissions, qu'elles soient renouvelables (hydraulique, éolien, solaire, géothermie, biomasse) ou nucléaires.

Une caractéristique de ces énergies alternatives est que, dans leur très grande majorité³⁵, elles reposent sur l'électricité pour être transportées et utilisées. Certaines d'entre elles (éolien, solaire) sont également intermittentes. Une augmentation de la part de ces énergies dans le mix énergétique est donc amenée à augmenter à la fois la charge moyenne des réseaux électriques et la variabilité de cette charge au cours du temps. Pour absorber ces fluctuations, les opérateurs électriques considèrent qu'il sera nécessaire, à plus ou moins longue échéance, de disposer de capacités de stockage massif de l'électricité. En France, RTE entrevoit ce besoin à partir de 2035 environ^{31,36}. Or, on sait qu'il est difficile de stocker l'électricité et dans beaucoup de pays tels que la France, la possibilité d'augmenter les capacités des barrages hydroélectriques est très limitée.

C'est là où l'hydrogène revêt un premier intérêt. En effet, l'hydrogène a la particularité de pouvoir être produit à partir d'électricité, par [électrolyse de l'eau](#). Si cette électricité est issue d'énergies renouvelables ou bas carbone, l'hydrogène peut alors devenir un vecteur, alternatif à l'électricité, pour acheminer ces énergies vers les consommateurs, et ainsi réduire les tensions sur les réseaux électriques liée à l'apport massif d'électricité renouvelable. Bénéficiant de la versatilité d'une molécule chimique, l'hydrogène peut, à la différence des électrons, être transporté par une variété de moyens (canalisations, route, ferroviaire, maritime, fluvial). Il peut aussi être stocké massivement, en [réservoirs souterrains](#), offrant la possibilité d'ajuster à tout instant l'offre et de la demande d'électricité et de mieux valoriser les énergies renouvelables intermittentes, par une augmentation de leur facteur de charge³⁷.

Un autre atout de l'hydrogène est qu'il s'agit d'une molécule très énergétique (sa [densité d'énergie massique](#) est la plus élevée de tous les combustibles). Dès lors qu'il est décarboné³, l'hydrogène peut donc servir de substitut aux hydrocarbures dans tous les secteurs ayant de forts besoins de puissance, par exemple ceux utilisant de la chaleur à haute température (cimenteries, papeteries, etc.). Il peut également remplacer les hydrocarbures en tant que réactif dans certains procédés (par exemple dans la sidérurgie).

L'hydrogène a également l'avantage, utilisé en tant que carburant bas carbone, d'être [extrêmement léger](#) et [moins volumineux](#) que les batteries, même s'il est beaucoup moins compact que les hydrocarbures. Cette double caractéristique, légèreté et relative compacité, donne à l'hydrogène un avantage par rapport aux solutions électriques, dans le transport de fret ou la mobilité lourde (camions, autocars, avions, navires, trains opérant sur des lignes non électrifiées), où les besoins de puissance et d'autonomie doivent être conciliés avec des questions de poids et de volume utile. Le faible temps de recharge d'un véhicule à hydrogène, par rapport un véhicule équivalent à batteries, confère également

³³ IPCC (2023) Synthesis report https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/downloads/report/IPCC_AR6_SYR_FullVolume.pdf

³⁴ par rapport à l'ère préindustrielle

³⁵ Parmi les exceptions, on peut citer la production de biocarburants, le solaire thermique ou la géothermie basse énergie.

³⁶ RTE (2023) Bilan prévisionnel - Édition 2023 - Futurs énergétiques 2050 <https://assets.rte-france.com/prod/public/2023-10/2023-10-02-bilan-previsionnel-2023-principaux-resultats.pdf>

³⁷ Le facteur de charge d'une unité de production électrique est le ratio entre l'énergie qu'elle produit sur une période donnée et l'énergie qu'elle aurait produit durant cette période si elle avait constamment fonctionné à puissance nominale (<https://www.connaissancedesenergies.org/questions-et-reponses-energies/quest-ce-que-le-facteur-de-charge-dune-unite-de-production-electrique>)

un avantage à l'hydrogène dans le cas où les véhicules sont utilisés de manière intensive (taxis, utilitaires de livraison, charriots logistiques, etc.).

Au-delà des défis qui restent à relever pour en assurer un déploiement sûr et durable, l'hydrogène décarboné apparaît donc comme une solution intéressante pour répondre aux enjeux de la transition énergétique, en offrant une solution alternative au vecteur électrique dans certains secteurs difficiles à décarboner (Figure 6).

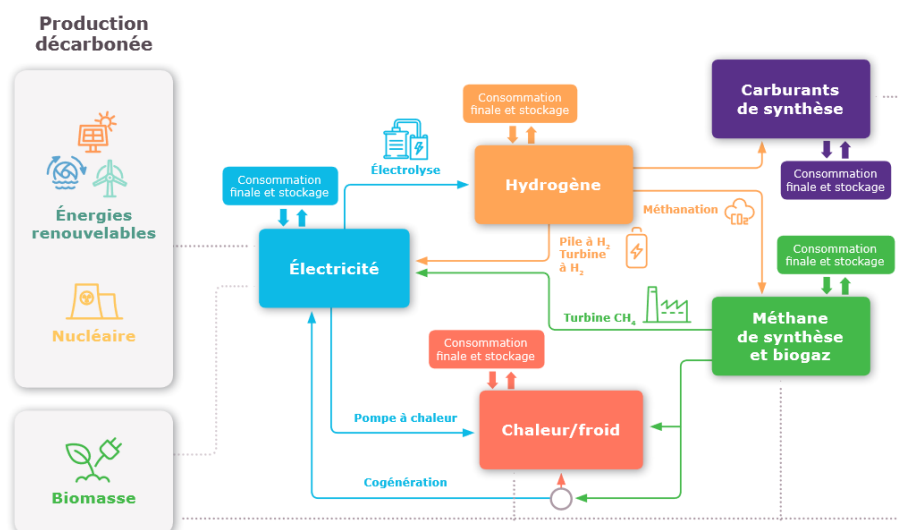


Figure 6 : Place de l'hydrogène dans la transition énergétique³⁶

1.3.2 L'évolution projetée du marché mondial de l'hydrogène

En 2023, la production mondiale d'hydrogène était de 97 Mt⁷ (Figure 1). Cette production est actuellement issue de procédés fortement carbonés, qui sont à l'origine de près de 2,5% des émissions mondiales de gaz à effet de serre (GES). La production d'hydrogène décarboné, en 2023, représentait moins de 1 Mt, soit moins de 1% de l'hydrogène produit⁷. Un des axes majeurs des stratégies hydrogène déployées en Europe et ailleurs est de développer massivement cette production d'hydrogène décarboné.

Les prévisions sur l'évolution du marché de l'hydrogène sont très incertaines, car fortement sensibles aux hypothèses et à la place accordée à l'hydrogène dans les stratégies de décarbonation^{38,39,40,41}. Les politiques mises en place et les projets annoncés permettent néanmoins de faire des projections sur ce que pourrait être le marché de l'hydrogène à l'horizon 2030.

En se basant sur les projets annoncés à fin 2023, l'Agence Internationale de l'Energie (IEA) estime entre 25 et 50 Mt la production annuelle d'hydrogène décarboné en 2030, selon qu'elle intègre ou pas les projets en phase initiale de développement (Figure 10a). Une autre estimation de l'IEA, basée sur les objectifs auxquels se sont engagés l'ensemble des pays du monde (scénario APS), conduit à une valeur de 25 Mt en 2030 (Figure 20). Un ordre de grandeur vraisemblable à retenir pour la valeur de la production mondiale d'hydrogène décarboné en 2030 est donc de 25-30 Mt, ce qui amènerait la production annuelle d'hydrogène (carboné et décarboné) entre 120 Mt et 130 Mt, soit une augmentation de 25 et 35% par rapport à 2023.

³⁸ IEA. (2023). World Energy Outlook 2023 <https://iea.blob.core.windows.net/assets/2b0ded44-6a47-495b-96d9-2fac0ac735a8/WorldEnergyOutlook2023.pdf>

³⁹ Hydrogen Council. (2023). Hydrogen Insights 2023. An update on the state of the global hydrogen economy, with a deep dive into North America. <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2023/05/Hydrogen-Insights-2023.pdf>

⁴⁰ Gas for Climate. (2021). Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen. https://ehb.eu/files/downloads/European-Hydrogen-Backbone_Webinar-Slidedeck_June2021.pdf

⁴¹ DNV (2022) Hydrogen forecast to 2050 <https://www.dnv.com/focus-areas/hydrogen/forecast-to-2050.html>

Même si la perspective d'une production de 25-30 Mt d'hydrogène décarboné en 2030 représente une augmentation très importante (multiplication par 30 à 40) par rapport à la production actuelle (0,7 Mt), elle reste inférieure aux 69 Mt d'hydrogène décarboné qu'il faudrait produire à cet horizon, selon l'IEA, pour rester en ligne avec la neutralité carbone à 2050 (scénario NZE) (Figure 10a).

A l'horizon 2050, il est beaucoup plus hasardeux de faire des projections sur le marché de l'hydrogène, tant les variations sont grandes entre les nombreux scénarios publiés. Pour donner un repère, l'IEA estime que pour rester sur une trajectoire de neutralité carbone en 2050 (scénario NZE), il faudrait atteindre une production annuelle d'hydrogène décarboné d'environ 420 Mt à cet horizon (Figure 20). Le flux actuel des projets et les freins que rencontre actuellement la filière dans leur mise en œuvre^{9,10}, laisse penser que cet objectif sera extrêmement difficile à atteindre. Dans un scénario intermédiaire (APS), probablement plus réaliste, l'IEA prévoit une consommation annuelle d'hydrogène de 250 Mt en 2050 (Figure 20).

1.3.3 L'évolution projetée du marché français de l'hydrogène

En 2023, la production d'hydrogène en France était de 880 kt³⁰, dont 45 kt (soit 5%) d'origine décarbonée. Cette proportion d'hydrogène décarboné place la France plutôt en avance par rapport à la moyenne mondiale, qui est à [moins de 1% d'hydrogène décarboné](#).

Pour estimer l'évolution du marché de l'hydrogène en France, plusieurs exercices prospectifs ont été réalisés^{31,42,43}, dont les résultats montrent une grande dispersion (Figure 7).

Les projections effectuées par France Hydrogène en 2021, qui se situent plutôt dans la partie haute de cette fourchette, évaluent la consommation annuelle d'hydrogène décarboné en 2030 entre 680 kt (scénario Ambition) et 1 090 kt (scénario Ambition+) (Figure 8), soit une multiplication de cette consommation par 15 à 24 par rapport à 2023 (45 kt). En y ajoutant les 645 kt d'hydrogène carboné prévus par France Hydrogène à cet horizon³⁰, la consommation totale d'hydrogène en 2030 atteindrait entre 1,3 Mt et 1,7 Mt, soit une multiplication par 1,5 à 2 par rapport à 2023, avec une proportion d'hydrogène décarbonée qui passerait de 5% à plus de 50 %.

En 2022, France Hydrogène a effectué un recensement complet des projets connus à date en France⁴⁴. Ce recensement montre que le flux réel des projets est plutôt en ligne avec l'estimation haute établie en 2021, c'est-à-dire avec le scénario Ambition+ (Figure 8). Néanmoins, comme dans le reste du monde, des signes récents semblent montrer une prise de retard dans le financement des projets^{9,10,45}.

A l'horizon 2050, les projections du marché sont beaucoup plus incertaines encore. L'ADEME prévoit, selon les scénarios, une consommation nationale d'hydrogène (carboné et décarboné) située entre 35,6 TWh et 95,7 TWh⁴², c'est-à-dire entre 1,1 Mt et 2,9 Mt¹⁶. La fourchette d'incertitude est donc très large et ces scénarios ont plus vocation à orienter les politiques publiques vers l'une ou l'autre des options de décarbonation qu'à prévoir l'évolution réelle du marché.

⁴² ADEME (2022) Transitions 2050 : Choisir maintenant - agir pour le climat <https://librairie.ademe.fr/changement-climatique-et-energie/6441-les-scenarios-de-l-ademe-transitions-2050-choisir-maintenant-agir-pour-le-climat.html>

⁴³ France Hydrogène (2021) Hydrogène (2021) https://s3.production.france-hydrogene.org/uploads/sites/4/2021/11/France_20Hydrog_C3_A8ne_trajectoire_20grande_20ambition_20H2_final_web.pdf

⁴⁴ France Hydrogène (2022) Trajectoire pour une grande ambition hydrogène à 2030 : Industriels et territoires concrétisent les ambitions <https://s3.production.france-hydrogene.org/uploads/sites/4/2022/12/Etude-trajectoire-FH-2022-Web-.pdf>

⁴⁵ Les Echos (2024) Hydrogène vert : à l'arrêt, la France voit filer les projets à l'étranger <https://www.lesechos.fr/industrie-services/energie-environnement/hydrogene-vert-a-larret-la-france-voit-filer-les-projets-a-letranger-2117295>

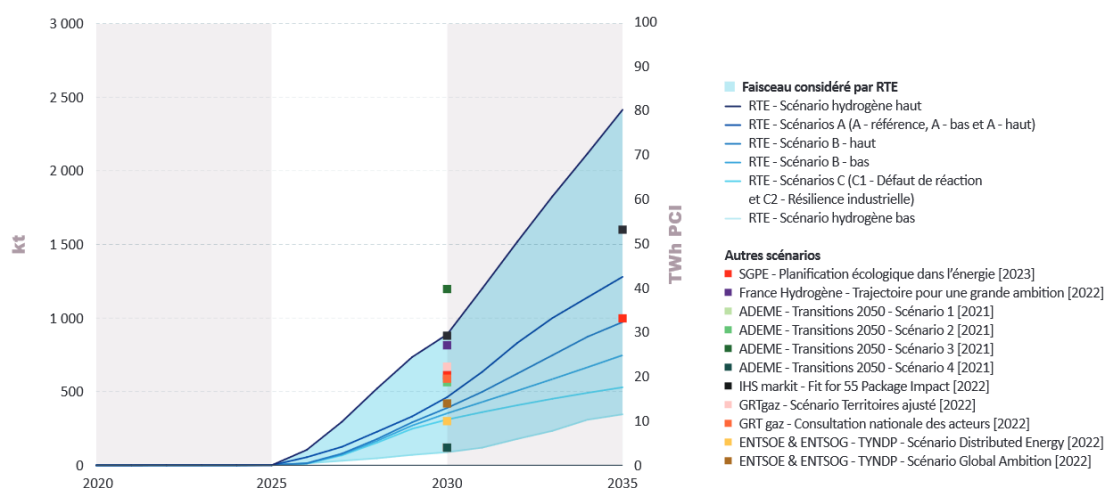


Figure 7 : Evolution de la production d'hydrogène par électrolyse en France selon différents scénarios³¹

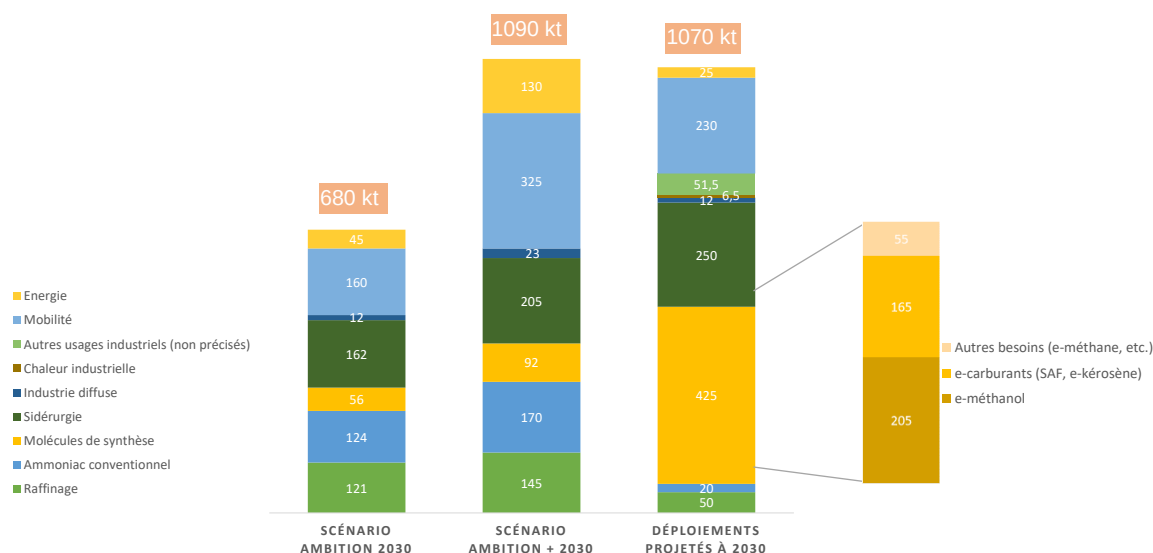


Figure 8 : Projections de la consommation d'hydrogène en France en 2030 établies par France Hydrogène selon deux scénarios, Ambition et Ambition+ 2030⁴³ (à gauche) et selon les projets recensés en 2022 (à droite)⁴⁴

1.4 COMMENT L'HYDROGENE SERA-T-IL PRODUIT DEMAIN ?

Les [procédés actuels de production d'hydrogène](#) sont fortement carbonés. En attendant leur substitution progressive par des procédés peu émetteurs de gaz à effets de serre, ces procédés continueront d'être mis en œuvre, au moins jusqu'en 2040-2050²⁵.

Un des axes principaux des stratégies de déploiement de l'hydrogène consiste à soutenir la production d'hydrogène décarboné. Aujourd'hui, deux voies principales sont envisagées : [l'électrolyse de l'eau](#), et le [captage, la valorisation et le stockage du CO₂ \(CCUS\)](#). D'autres procédés, moins matures, pourraient apporter des ruptures technologiques à moyen ou long-terme mais pour l'heure, l'électrolyse et le CCUS sont les deux seules technologies permettant une massification rapide de la production d'hydrogène décarboné.

1.4.1 L'électrolyse de l'eau

L'électrolyse de l'eau est une des principales voies envisagées pour décarboner la production d'hydrogène d'ici 2050. Elle consiste à [séparer les atomes d'hydrogène et d'oxygène de l'eau \(H₂O\) par l'action d'un courant électrique](#). Pour que ce procédé soit faiblement carboné, il doit utiliser de l'électricité

issue d'énergies renouvelables (hydrogène vert, cf. Figure 2) ou d'énergies faiblement carbonées telles que le nucléaire (hydrogène rose). Dans les pays où le mix électrique est peu carboné, comme en France, l'utilisation de l'électricité du réseau (hydrogène jaune) permet de produire un hydrogène bas carbone.

Bien que le principe de l'électrolyse soit connu depuis le début du 19^{ème} siècle, c'est un procédé qui est peu développé à l'échelle industrielle⁴⁶. La capacité mondiale d'électrolyse dédiée à la production d'hydrogène augmente néanmoins fortement chaque année. A fin 2023, elle se situait à 1,4 GW et pourrait atteindre les 5 GW à fin 2024⁴⁷, sous l'impulsion notamment de la Chine⁴⁷, qui hébergeait à fin 2023 près de 80% de la capacité installée d'électrolyse (Figure 9a). En France, la capacité d'électrolyse en 2023 était de 30 MW (contre 13 MW en 2022)³⁰.

En 2030, sur la base des projets annoncés, la capacité globale d'électrolyse au niveau mondial pourrait atteindre 230 GW, voire 520 GW en incluant les projets en phase initiale de développement (Figure 9b). La production annuelle d'hydrogène électrolytique pourrait ainsi passer d'une production quasiment nulle en 2023 (moins de 0,1 Mt) à 17 Mt en 2030, voire 37 Mt en intégrant les projets en phase initiale (Figure 10a). A l'horizon 2030, l'hydrogène électrolytique devrait être produit principalement en Europe (Espagne, Danemark, Allemagne, Pays-Bas, France), en Australie, en Amérique Latine (Chili, Brésil, Argentine), en Inde, aux Etats-Unis et en Chine (voir Figure 9b, Figure 10b et Figure 11).

La puissance moyenne des électrolyseurs est également en forte augmentation. En 2021, seule 10% de la production d'hydrogène électrolytique provenait d'unités de plus de 100 MW²⁴. En 2030, ce sera le cas de 95% de l'hydrogène électrolytique et 75% de celui-ci devrait même provenir d'unités de plus de 1 GW, pouvant délivrer plusieurs tonnes d'hydrogène par heure (Figure 9b). En parallèle de ces giga-usines d'électrolyse (ou *gigafactories*), devraient également se déployer un grand nombre de petites unités (de l'ordre du MW ou de la dizaine de MW), couplées à une production locale d'énergie renouvelable. Ces unités pourraient se déployer y compris en mer, couplées à des champs d'éoliennes offshore et utilisant de l'eau de mer dessalée comme intrant^{48,49}.

Cette polarité entre d'une part, une majorité de projets d'électrolyse de faible puissance et, d'autre part, une minorité de projets de très forte puissance et concentrant l'essentiel de la production, se dessine clairement en France, ainsi que l'a montré une étude produite en 2022 par France Hydrogène⁴⁴.

Concernant les procédés d'électrolyse il en existe [plusieurs](#)⁵⁰ mais les plus matures sont les technologies alcalines (qui représentaient plus de 60% du marché en 2023) et PEM (22% du marché en 2023)⁷. D'ici 2030, la répartition entre les technologies alcalines et PEM devrait s'équilibrer. Les technologies SOEC⁵¹ et AEM, encore au stade de développement, pourraient également arriver à maturité d'ici quelques années. La fabrication des électrolyseurs est dominée par la Chine (qui en 2023 représentait 60% de la capacité annuelle de fabrication d'électrolyseurs), suivie de l'Europe, des Etats-Unis et de l'Inde⁷.

Les principaux enjeux de la production d'hydrogène par électrolyse sont d'améliorer son [rendement énergétique](#) et de réduire son [impact sur les ressources en eau](#).

⁴⁶ Hormis dans le procédé d'électrolyse chlore-soude dont la finalité n'est pas de produire de l'hydrogène.

⁴⁷ En juillet 2023, la Chine a mis en service un électrolyseur de 260 MW, record du monde à cette date.

⁴⁸ LHYFE (2022) <https://fr.lhyfe.com/presse/premiere-mondiale-lhyfe-inaugure-le-premier-site-pilote-de-production-dhydrogene-renouvelable-offshore-au-monde/>

⁴⁹ L'Usine Nouvelle (2023) <https://www.usinenouvelle.com/article/avec-le-projet-hope-lhyfe-change-d-echelle-dans-la-production-d-hydrogene-offshore.N2148827>

⁵⁰ Kumar et al. (2022) An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production, Energy Reports, <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.10.127>

⁵¹ L'Usine nouvelle (2021) <https://www.usinenouvelle.com/article/la-technologie-d-electrolyse-du-cea-qu-exploitera-genvia-pour-produire-de-l-hydrogene-atteint-99-de-rendement-se-rejouit-julie-mougin-du-cea-liten.N1809792>

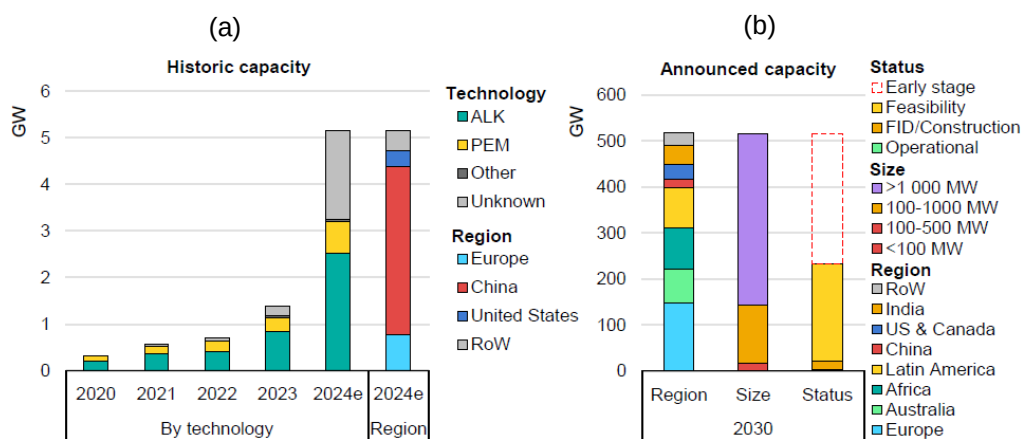


Figure 9 : Capacité d'électrolyse par technologie et par région. Les projections 2023 sont basées sur les projets dont le démarrage est planifié en 2023. Les projections 2030 sont basées sur les projets annoncés et dont le démarrage est programmé d'ici 2030⁷

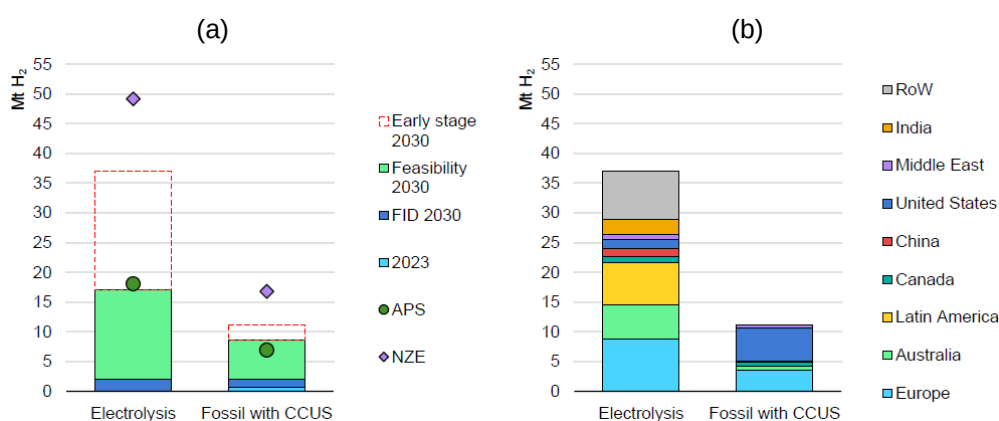


Figure 10 : Prévission de la production d'hydrogène décarboné à l'horizon 2030 sur la base des projets annoncés⁷

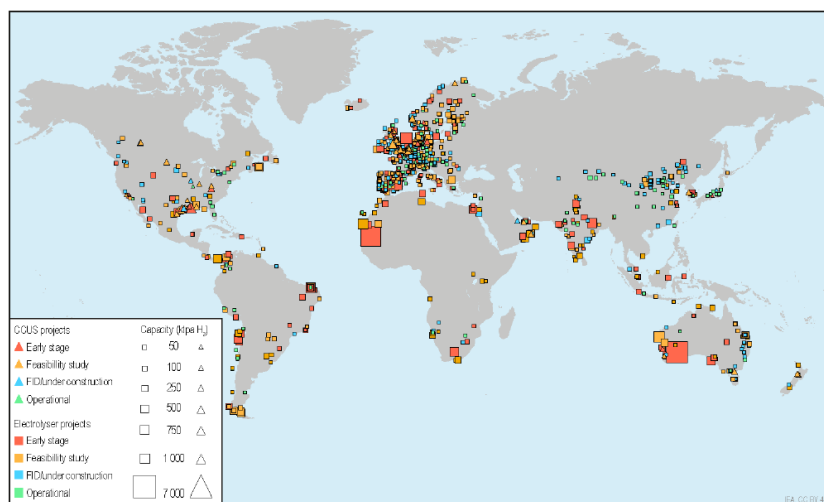


Figure 11 : Projets de production d'hydrogène décarboné dans le monde⁷

1.4.2 Le captage, la valorisation et le stockage du CO₂ (CCUS)

Le CCUS est, avec [l'électrolyse de l'eau](#), une des voies envisagées pour décarboner la production d'hydrogène d'ici 2050. Il consiste à associer à un procédé de production d'hydrogène à partir d'hydrocarbures ou de biomasse un dispositif de captage du CO₂ en vue de le valoriser, c'est-à-dire de

l'utiliser dans un procédé industriel (CCU) ou de le stocker définitivement dans le sous-sol (CCS). L'hydrogène ainsi produit est qualifié de « bleu » (Figure 2).

Le captage du CO₂ est aujourd'hui réalisé en postcombustion, ce qui permet d'éviter 55 à 60% des émissions directes de CO₂, mais des procédés de captage en précombustion, associés à des installations de reformage autothermique (ATR), devraient être commercialisés prochainement^{20,52}. Il sera alors possible d'éviter entre 90 et 99% des émissions directes de CO₂¹⁹. Dans l'option CCS, le CO₂ est transporté (par canalisation ou par bateau) jusqu'à un site de stockage, puis injecté par un puits dans un réservoir géologique (ancien gisement d'hydrocarbures ou aquifère salin profond), où il doit normalement résider plusieurs centaines d'années avant d'être progressivement éliminé (précipité en carbonates) par réaction avec le milieu hôte⁵³.

En 2023, une quinzaine d'installations de production d'hydrogène, utilisant aussi bien du gaz naturel, du charbon que du pétrole, étaient équipées d'un dispositif de CCUS^{7,54}. Sur les 12 Mt de CO₂ ainsi captées, 1 Mt ont été destinées au stockage géologique (site de Quest au Canada) ; le reste a servi à améliorer la production de gisements d'hydrocarbures (EOR) ou a été valorisé dans l'alimentation (CCU)⁷.

Avec le développement du marché de l'hydrogène, un changement d'échelle est attendu, puisque d'après les projets annoncés, la production annuelle d'hydrogène bleu devrait passer de 0,6 Mt en 2023 à 8 Mt en 2030, voire 11 Mt en incluant les projets en phase initiale de développement (Figure 10a). Les régions qui développent le plus l'hydrogène bleu sont, sans surprise, les régions productrices d'hydrocarbures : Etats-Unis, Europe du Nord (Royaume-Uni, Pays-Bas, Norvège), Canada, Australie (Figure 10b). L'enjeu principal des prochaines années est de passer à des taux de captage élevés (> 90%), afin d'améliorer [le bénéfice climatique de cette technologie](#).

1.4.3 Electrolyse ou CCUS : quelle voie devrait s'imposer ?

Il est majoritairement admis que les objectifs ambitieux de décarbonation fixés à l'horizon 2050 nécessiteront de déployer à la fois [l'électrolyse de l'eau](#) et le [CCUS](#)²⁵, ce dernier étant plus rapide à déployer car ne nécessitant pas de remplacer les actifs de production d'hydrogène existants. Néanmoins, l'électrolyse de l'eau, plus vertueuse sur le plan environnemental dès lors qu'elle utilise en intrant de l'électricité peu carbonée (voir § A.1.2 en Annexe), devrait à terme dominer le marché. En 2030, 70% de la production d'hydrogène décarboné devrait être d'origine électrolytique (Figure 10a). Le CCUS est donc envisagé comme une solution provisoire, nécessaire à une décarbonation rapide, avant le passage à l'échelle des capacités de production d'énergies renouvelables et d'électrolyse.

Les facteurs qui conduisent un pays à privilégier l'une ou l'autre de ces technologies sont multiples : ressources énergétiques locales (hydrocarbures ou énergies renouvelables), infrastructures disponibles (réseaux de gaz, terminaux portuaires), capacités de stockage (cavités salines, réservoirs géologiques pour le CO₂), intérêts stratégiques (sécurité énergétique, souveraineté technologique), etc. L'Union Européenne soutient largement la production d'hydrogène électrolytique à partir d'énergies renouvelables (hydrogène vert, cf. Figure 2). La France, qui bénéficie d'une électricité peu carbonée du fait qu'elle possède un parc nucléaire important, a orienté sa stratégie à la fois vers l'hydrogène renouvelable (hydrogène vert) et vers l'hydrogène bas carbone, essentiellement produit par électrolyse à partir d'électricité du réseau (hydrogène jaune, cf. Figure 2).

1.4.4 Les autres procédés de production d'hydrogène décarboné

En dehors de [l'électrolyse de l'eau](#) et du [CCUS](#), d'autres procédés décarbonés de production d'hydrogène, moins matures, sont à l'étude⁵⁵ : la pyrolyse du méthane (ou du biométhane) par torche plasma⁵⁶ (hydrogène dit « turquoise », Figure 2), qui permet de capter le carbone sous forme solide,

⁵² [Linde to Invest \\$1.8 Billion to Supply Clean Hydrogen to OCI's World-Scale Blue Ammonia Project in the U.S. Gulf Coast](#)

⁵³ Farret, R. (2017) Captage et stockage géologique du CO₂ : retour d'expérience et perspectives, rapport Ineris DRS-17-164859-08281A, 30 nov. <https://www.ineris.fr/sites/ineris.fr/files/contribution/Documents/DRS-17-164859-08281A-RAP-REX-CO2-demi%C3%A8re-version-7-12-17-unique.pdf>

⁵⁴ La production d'hydrogène représente un quart des 45 Mt de CO₂ captées dans le monde.

⁵⁵ Tigreat, D. Les techniques de production de l'hydrogène et les risques associés, rapport Ineris DRA-08-95313-07833B https://www.ineris.fr/sites/ineris.fr/files/contribution/Documents/Techniques_prod_H2_web.pdf

⁵⁶ Fulcheri, L. Production d'hydrogène « turquoise » par pyrolyse du méthane, Annales des Mines, Nov, p125-135 <https://www.annales.org/ri/2022/ri-novembre-2022/2022-11-22.pdf>

l'exploitation de l'hydrogène naturel^{14,15,57} (hydrogène « blanc », Figure 2), le traitement thermique de la biomasse, la thermolyse de l'eau, la photocatalyse de l'eau, la décomposition de l'eau par cycles thermochimiques, etc.

L'une ou l'autre de ces technologies peut, à moyen ou long-terme, opérer une rupture technologique qui modifiera le modèle de production d'hydrogène décarboné envisagé aujourd'hui. Il est toutefois peu probable que ces technologies arrivent à maturité dans un délai qui leur permette de contribuer significativement aux objectifs de décarbonation pour 2050.

1.5 COMMENT L'HYDROGENE SERA-T-IL STOCKE, TRANSPORTE ET DISTRIBUE ?

1.5.1 Des chaînes logistiques de plus en plus complexes

Les chaînes logistiques de l'hydrogène sont aujourd'hui très simples. L'hydrogène est produit au sein d'un petit nombre de sites, généralement implantés sur le lieu même de consommation, et lorsqu'il est transporté, c'est sur de courtes distances, par la route ou par canalisation, pratiquement toujours sous forme gazeuse.

La croissance prévisible du marché de l'hydrogène et la déconcentration territoriale de sa production et de sa consommation vont accroître le besoin de stocker et de transporter l'hydrogène.

En effet, même si 85%⁵⁸ de la production et de la consommation d'hydrogène resteront concentrées dans des zones géographiques définies, traduites dans le concept de « vallées hydrogène » (*hydrogen hubs*)^{59,60}, les lieux de production et de consommation seront beaucoup plus disséminés qu'aujourd'hui et seront rarement confondus. La Figure 12 illustre cette dissémination territoriale à travers la carte des stations de ravitaillement d'hydrogène projetées en France en 2030.

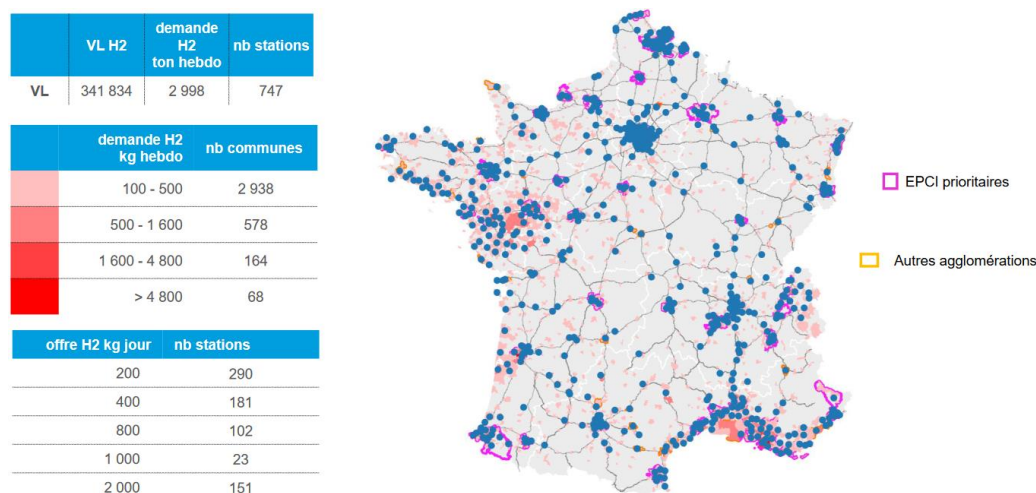


Figure 12 : Localisation des stations de distribution d'hydrogène en France à l'horizon 2030 en fonction de la demande⁶¹

⁵⁷ Hand E. (2023) Hidden hydrogen: Earth may hold vast stores of a renewable, carbon-free fuel, Science, vol. 379, n°66338 (Fév) <https://www.science.org/content/article/hidden-hydrogen-earth-may-hold-vast-stores-renewable-carbon-free-fuel>

⁵⁸ Boucly, P. (2022) Une stratégie ambitieuse de développement de l'hydrogène en France : enjeux et défis, Annales des Mines, Nov, p20-24 <https://annales.org/site/ri/2022/ri-novembre-2022/2022-11-4.pdf>

⁵⁹ Clean Hydrogen JU. (2022). Going global: An update on hydrogen valleys and their role in the new hydrogen economy https://www.clean-hydrogen.europa.eu/system/files/2022-09/Hydrogen_Valleys_online_2022.pdf

⁶⁰ Mission innovation hydrogen valley platform, <https://h2v.eu>

⁶¹ France Hydrogène & PFA (2023) Modélisation des besoins en infrastructures de recharge hydrogène pour la mobilité terrestre en France, salon Hyvolution, Paris, 1^{er} février 2023 https://s3.production.france-hydrogene.org/uploads/sites/4/2023/02/Etude-PFA-FH-SystemX_Stations-H2_01.02.2023.pdf

L'internationalisation du marché de l'hydrogène va d'autre part nécessiter de transporter l'hydrogène en plus grandes quantités et sur des distances plus importantes. L'IEA prévoit, dans son scénario de neutralité carbone en 2050 (NZE) que près de 20% de l'hydrogène marchand, c'est-à-dire non produit sur le site de consommation, sera exporté d'un continent à l'autre⁷. Ce marché global va nécessiter la construction de nouvelles infrastructures : terminaux portuaires, canalisations de transport, stockages massifs (aériens et souterrains).

Dans le domaine temporel, la variabilité croissante de la production d'hydrogène (liée à l'intermittence de certaines énergies renouvelables) et les fluctuations du marché vont également entraîner des besoins de stockage massif de l'hydrogène.

Pour faire face à ces défis logistiques, de nombreuses formes de stockage et de transport de l'hydrogène sont envisagées⁶². Chacune d'entre elles a son domaine de pertinence, en fonction de la quantité à transporter et de la distance à parcourir (Figure 13). Beaucoup sont encore en phase de développement.

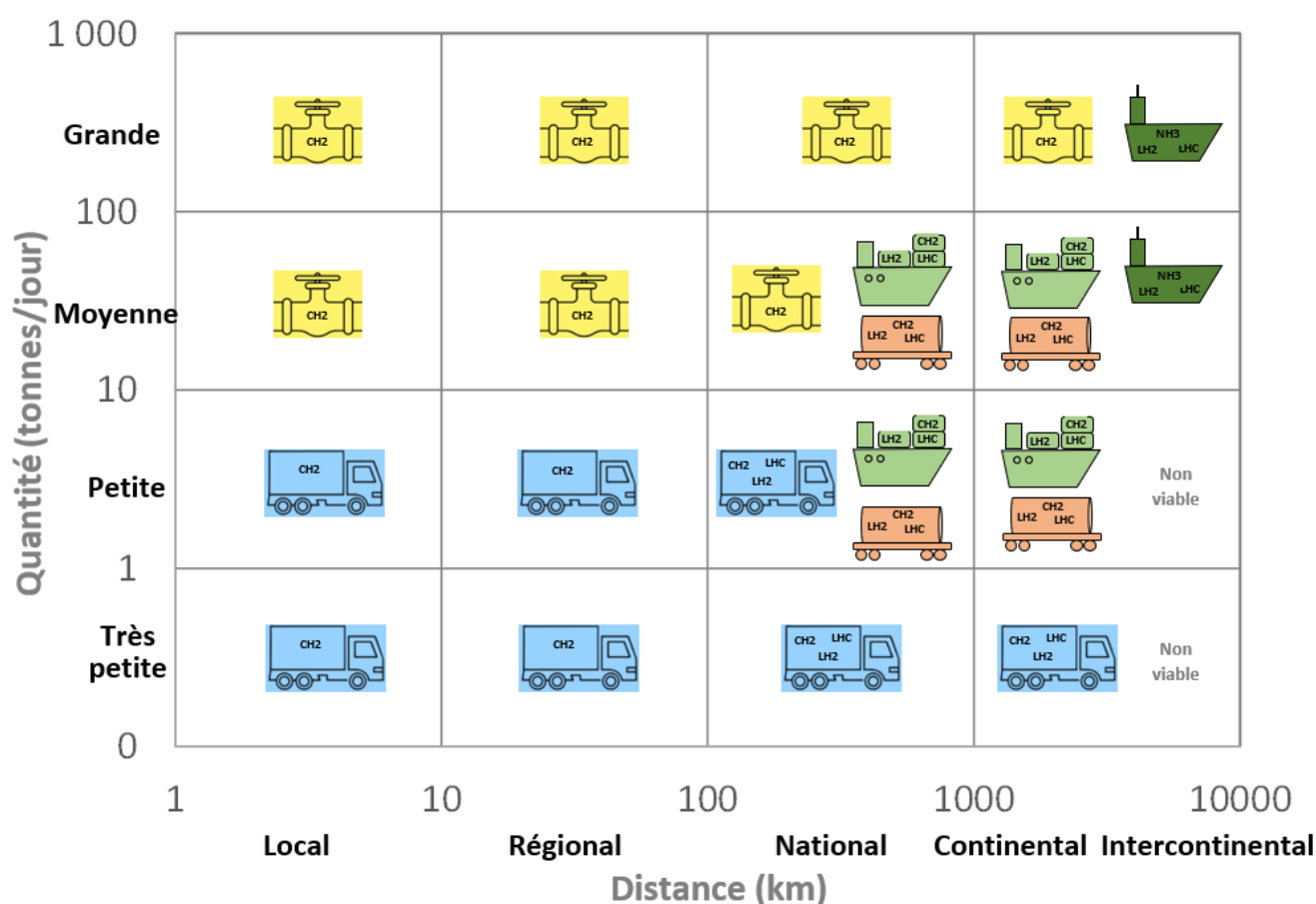


Figure 13 : Les mode de transport les plus pertinents en fonction de la distance et de la quantité d'hydrogène transportée⁶³. En bleu : voie routière ; en marron : voie ferroviaire ; en jaune : canalisation ; en vert clair : voie fluviale ; en vert foncé : voie maritime. Les formes de stockage représentées sont : CH2 : hydrogène gazeux comprimé ; LH2 : hydrogène liquide ; LHC : vecteur liquide ; NH3 : molécule de synthèse (ammoniac, méthanol, méthane, etc.).

Notons que pour chaque mode de transport, l'hydrogène doit faire l'objet, avant son expédition, d'opérations de « conditionnement » (compression, liquéfaction, conversion en molécules de synthèse,

⁶² Yang et al. (2023) A review of hydrogen storage and transport technologies <https://doi.org/10.1093/ce/zkad021>

⁶³ Inspiré de la Figure 52 de SNAM, IGU & Bloomberg NEF. (2020). *Global Gas Report 2020*. https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-IGU-Snam-2020-Global-Gas-Report_FINAL.pdf.

hydrogénation, (ab-)adsorption, mise en conteneur, etc.) et à son arrivée au point de livraison, d'opérations de « déconditionnement » (détente, évaporation, déshydrogénation, désorption, dissociation des molécules de synthèse, etc.)⁶⁴. Des installations dédiées à ces opérations devront donc être déployées dans les terminaux portuaires (maritimes ou fluviaux), les aéroports, les gares de fret ou les zones industrielles.

La chaîne logistique de l'hydrogène est donc amenée à se complexifier considérablement, comme l'illustre la Figure 14.

⁶⁴ Il est à noter au passage que ces opérations dégradent [le rendement énergétique de la chaîne de l'H₂](#).

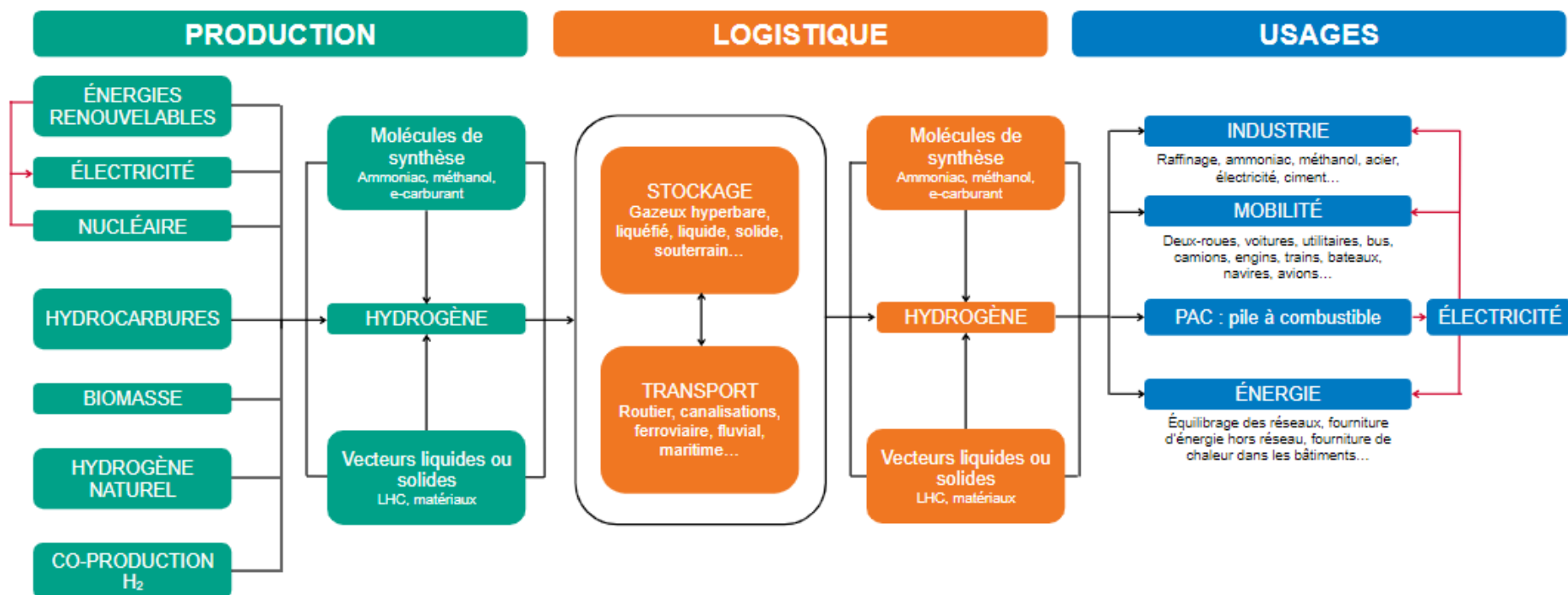


Figure 14 : Chaîne de valeur prospective de l'hydrogène

Cette complexification des circuits logistiques va entraîner une multiplication des acteurs, chacun ayant en charge une brique de la chaîne de valeur, et donc une brique de la sécurité. Cette diversité d'acteurs est illustrée (de manière simplifiée) sur la Figure 15, dans l'exemple d'un projet de station-service hydrogène pour le remplissage de bus.

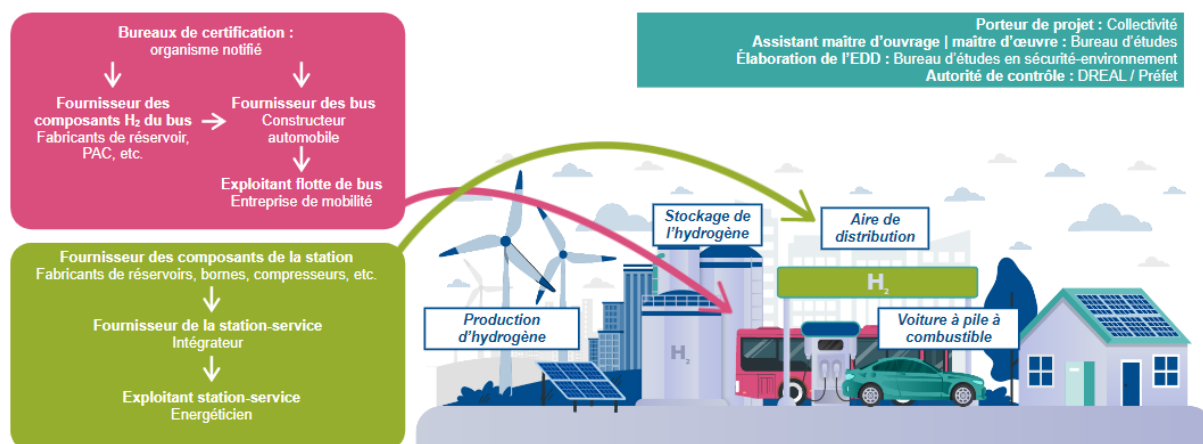


Figure 15 : Représentation simplifiée des acteurs intervenant dans un projet de station-service hydrogène alimentant une flotte de bus⁶⁵

1.5.2 Le stockage et le transport d'hydrogène sous forme comprimée

Le transport de l'hydrogène sous forme comprimée⁶², par camion, est le moyen le plus adapté pour transporter des petites quantités d'hydrogène (de quelques dizaines de kilos à 1 tonne) sur des distances de quelques kilomètres à quelques centaines de kilomètres (échelle locale ou régionale) (Figure 13). Ce type de transport devrait garder une place importante dans la future chaîne de valeur de l'hydrogène.

Dans ce type de transport, l'hydrogène est stocké sous forme comprimée dans des cadres de bouteilles ou des longs tubes cylindriques, qui permettent aujourd'hui de transporter entre 200 et 500 kg d'hydrogène à des pressions de 200 à 300 bar.

La tendance actuelle est à une augmentation des pressions et des volumes de stockage, grâce à l'utilisation de réservoirs composites, dans lesquels l'hydrogène est transporté à une pression de 500 bar, ce qui permet d'acheminer jusqu'à 1 tonne d'hydrogène en un seul voyage de semi-remorque et de réduire les besoins de compression sur le lieu d'utilisation. D'ici quelques années, des réservoirs de type V, développés notamment dans le cadre de plusieurs projets européens (THOR⁶⁶, ROAD TRHYP⁶⁷), pourraient permettre de transporter 1,5 tonne d'hydrogène (à 700 bar) en un seul voyage.

Il est également observé un conditionnement de plus en plus fréquent des réservoirs en conteneurs, facilitant leur logistique et notamment, leur transbordement sur un bateau ou sur un train.

1.5.3 Le stockage et le transport d'hydrogène sous forme liquide

Le stockage et le transport d'hydrogène sous forme liquide⁶², aujourd'hui peu utilisé (sauf aux Etats-Unis), devrait se déployer plus largement dans les années à venir. En effet, la compacité de l'hydrogène liquide (Figure 37) le rend particulièrement adapté à un stockage de plus grandes quantités d'hydrogène et à un transport sur de plus grandes distances que l'hydrogène gazeux, c'est-à-dire à l'échelle nationale voire continentale (Figure 13).

⁶⁵ Adapté de Maison de l'Energie (site consulté en octobre 2023)

https://www.maisondelenergie.fr/sites/maisondelenergie.fr/files/hydrogene_0.pdf

⁶⁶ Projet THOR, financé par le FCH JU <https://ec.europa.eu/info/funding-tenders/opportunities/portal/screen/opportunities/projects-details/31045243/826262/H2020>

⁶⁷ Projet RoadTrhyp, financé par le partenariat Clean Hydrogen, <https://road-trhyp.eu/>

Les [réservoirs cryogéniques actuels](#) ont une capacité volumétrique de l'ordre de quelques dizaines de mètres cubes, permettant de stocker quelques tonnes d'hydrogène (4 tonnes pour un réservoir de 50-60 m³ monté sur une remorque). Mais la tendance est au déploiement de réservoirs de plus en plus grands. On parle de capacités pouvant aller jusqu'à 50 000 m³, contenant 3 500 tonnes d'hydrogène⁶⁸. Ces méga-réservoirs pourraient être destinés au stockage stationnaire, au niveau des nœuds d'interconnexion (notamment les ports), mais aussi au transport de l'hydrogène liquide par la mer⁶⁸.

L'option la plus probable, pour le transport maritime, sera toutefois le transport de l'hydrogène liquide en soute, à l'instar des méthaniers. Le premier voyage d'un navire-citerne d'hydrogène liquide a eu lieu entre l'Australie et le Japon en février 2022^{69,70}.

Dans ce type de transport, l'hydrogène évaporé peut être valorisé pour propulser le navire, [limitant ainsi le coût carbone du transport](#). Pour remplir ces *tankers* d'hydrogène, des stations de remplissage d'hydrogène liquide de grande capacité et à haut-débit devront être déployées dans les terminaux portuaires.

Une variante du stockage sous forme liquide, et qui pourrait connaître un certain essor, est le stockage [sous forme cryocomprimée](#)⁶², qui permet un gain de compacité supplémentaire par rapport au LH₂ (voir Figure 37).

1.5.4 Le stockage et le transport d'hydrogène sous forme de molécules dérivées

De nombreuses molécules, naturelles ou fabriquées, sont composées d'hydrogène, associé à d'autres éléments. La plupart d'entre elles sont plus compactes et plus faciles à transporter que l'hydrogène. C'est le cas notamment de l'ammoniac (NH₃), du méthanol (CH₃OH), du méthane (CH₄) ou du kérosène (C_nH_{2n+2}).

Pour transporter l'hydrogène sur de longues distances, typiquement à l'échelle intercontinentale (Figure 13), de plus en plus d'investisseurs considèrent qu'il est plus intéressant de convertir et de transporter l'hydrogène sous forme de molécules dérivées de l'hydrogène⁷¹, plutôt que sous forme d'hydrogène proprement dit. Une fois acheminées sur le lieu de livraison, ces molécules peuvent soit être dissociées (craquées) afin de restituer l'hydrogène qu'elles renferment, soit être valorisées directement comme matière première ou comme carburant. Compte-tenu du coût énergétique associé à la restitution de l'hydrogène⁶², les projets actuels privilégient la deuxième option.

La molécule dérivée la plus largement plébiscitée pour le transport de l'hydrogène est l'ammoniac^{62,72,73}. Cette molécule pourrait véhiculer plus de 80% de l'hydrogène exporté en 2030 (Figure 16). Au-delà du fait qu'il est plus compact que l'hydrogène (Figure 31) et qu'il peut être transporté sous forme liquide dans des conditions de pression et de température plus proches des conditions ambiantes (-33°C sous 1 bar au lieu de -253°C pour l'hydrogène), l'ammoniac a l'avantage de ne pas nécessiter de CO₂ pour sa synthèse, ce qui simplifie les chaînes logistiques. En effet, l'ammoniac (NH₃) est simplement formé à partir d'hydrogène et d'azote extrait de l'air, via un procédé dit de « Habert-Bosch ».

⁶⁸ DEMACO <https://demaco-cryogenics.com/fr/blog/stockage-de-lhydrogene-liquide-des-reservoirs-de-plus-en-plus-grands>

⁶⁹ H2 mobile (2021) Le premier navire transporteur d'hydrogène liquide au monde entre en service, 28 déc, <https://www.h2-mobile.fr/actus/premier-navire-transporteur-hydrogene-liquide-entre-service/>

⁷⁰ Il a depuis été arrêté suite à un incendie provoqué par le dysfonctionnement d'une vanne sur l'unité de combustion des gaz d'évaporation (*boil off*), alors qu'il était amarré en Australie⁷.

⁷¹ Buffi M. et al. (2022) Clean Energy Technology Observatory - Renewable fuels of non-biological origin in the European Union : https://setis.ec.europa.eu/document/download/acba1ef8-32a3-4f5b-8825-65cefdac7a1_en

⁷² The Royal Society (2020) Ammonia: zero-carbon fertiliser, fuel and energy store. <https://royalsociety.org/-/media/policy/projects/green-ammonia/green-ammonia-policy-briefing.pdf>

⁷³ Leprince-Ringuet, J. <https://marinefuels.totalenergies.com/news/blog/how-to-advance-ammonia-as-a-marine-fuel-charting-a-path-towards-decarbonized-shipping>

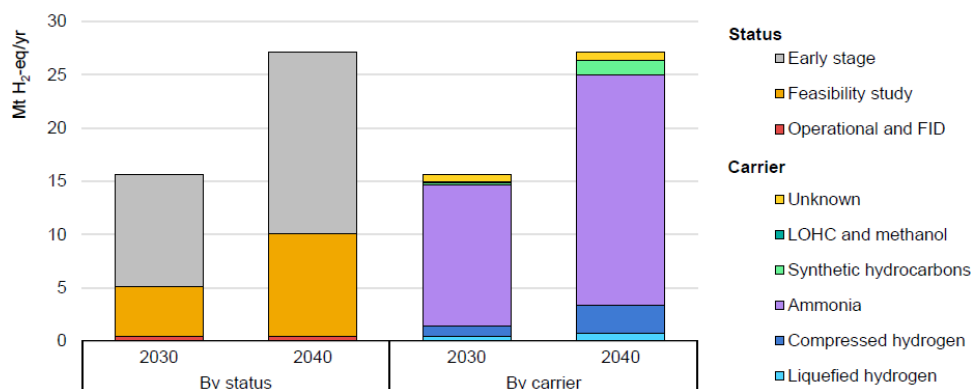


Figure 16 : Projection des exportations d'hydrogène aux horizons 2030 et 2040⁷

Dans une moindre mesure, le méthanol pourrait également être amené à transporter l'hydrogène. Plus compact que l'hydrogène (Figure 31), il a l'avantage d'être liquide dans les conditions ambiantes. En revanche, sa synthèse nécessite des atomes de carbone (C), qui doivent être extraits du CO₂ capté à partir de procédés industriels. C'est un exemple de valorisation du CO₂ (CCU).

Ces deux molécules, ammoniac et méthanol, ont un autre avantage par rapport à l'hydrogène, celui de bénéficier d'infrastructures, notamment portuaires, puisqu'elles font déjà l'objet d'un transport international, en tant que substances chimiques. Il existe par exemple près de 150 terminaux d'ammoniac dans le monde (Figure 17). Ces infrastructures pourraient être utilisées, au moins dans un premier temps, pour la logistique de ces molécules en tant que vecteurs d'hydrogène, même si à l'horizon 2030, il faudra tripler le nombre d'infrastructures pour répondre aux besoins du marché de l'hydrogène⁷.

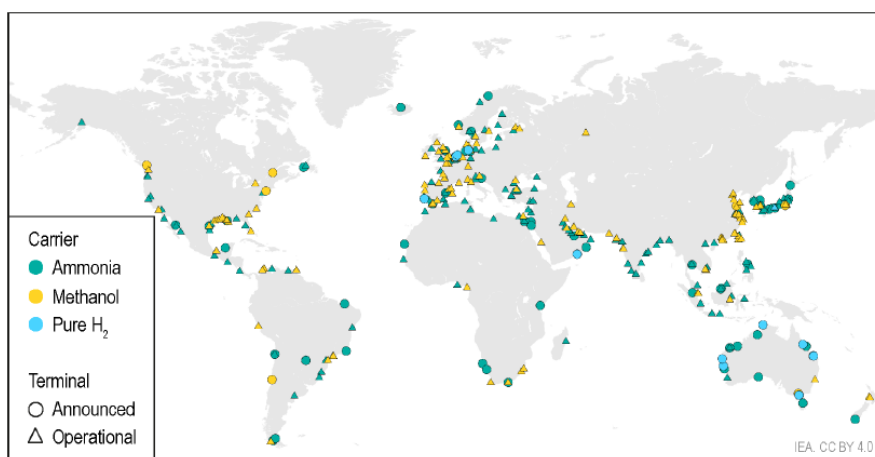


Figure 17 : Infrastructures portuaires existantes et annoncées pour le transport de l'hydrogène et de ses molécules dérivées⁷

A bord des navires, le stockage de ces molécules peut être envisagé de deux façons : 1- par le remplissage à terre de réservoirs, qui sont ensuite transbordés sur le navire ou 2- par un stockage en soute dans un navire-citerne (*tanker*). La deuxième option devrait être le mode de transport prédominant. Pour effectuer l'avitaillement des navires, des stations de remplissage d'ammoniac ou de méthanol à haut-débit devront être déployées dans les terminaux portuaires. Lors du voyage, ces molécules peuvent être utilisées comme carburants pour la propulsion du navire, [limitant ainsi le coût carbone du transport](#).

Les principaux inconvénients de ces molécules, par rapport à l'hydrogène, sont le coût énergétique de leur synthèse, leur poids (il faut 5,5 kg d'ammoniac ou 7,7 kg de méthanol pour transporter 1 kg

d'hydrogène⁷⁵) et surtout en ce qui concerne l'ammoniac, sa haute toxicité (et écotoxicité) en cas de fuite⁷⁴.

1.5.5 Le transport et la distribution de l'hydrogène par canalisation

Le transport de l'hydrogène par canalisation, peu répandu aujourd'hui, pourrait connaître un essor important avec l'internationalisation du marché de l'hydrogène. En effet, la canalisation est le moyen le plus adapté pour transporter de grandes quantités d'hydrogène (plusieurs centaines de tonnes par jour) sur de longues distances en domaine continental (Figure 13).

S'il a été un temps envisagé que l'hydrogène soit transporté en mélange dans les réseaux existants de gaz naturel (à des concentrations allant jusqu'à 20% voire plus)^{75,76}, cette option est aujourd'hui de plus en plus délaissée en Europe⁷⁷, au profit d'un transport sous forme d'hydrogène pur⁷⁸, dans un grand réseau continental dédié au transport de l'hydrogène (Figure 18). Ce réseau serait constitué à la fois de canalisations neuves (conçues spécifiquement pour le transport d'hydrogène) et de canalisations existantes (essentiellement de gaz naturel) converties à l'hydrogène⁷⁹. Des canalisations converties permettent de réduire de 50 à 80% le coût du transport par rapport à la construction de canalisations neuves²⁴, avec une empreinte environnementale beaucoup plus limitée. Tout l'enjeu est alors de s'assurer que ces canalisations sont compatibles, ou peuvent être rendues compatibles, avec l'hydrogène et avec les régimes de pression envisagés⁸⁰.

⁷⁴ Gexcon (2022) Hydrogen and ammonia - Flammability vs toxicity risk <https://www.youtube.com/watch?v=zf66ue8c-PA>

⁷⁵ Chaumette, S., Delamotte, M., Duplantier, S., Evanno, S., Hebrard, J., Prod'homme, G., Tribouilloy, B., & Weinberger, B. (2019). *Enjeux de sécurité liés à l'injection d'hydrogène dans les réseaux de transport et distribution de gaz naturel : État des lieux et perspectives* (DRA-19-178263-01884B; p. 131). Ineris. https://www.ineris.fr/sites/ineris.fr/files/contribution/Documents/DRA-19-178263-01884B_VF_19092019.pdf

⁷⁶ ROSEN (2020) Hydrogen pipelines – Design and material challenges and mitigations https://www.eprg.net/fileadmin/EPRG_Dokumente/FR-221_2020_Literature_study_hydrogen.pdf

⁷⁷ Le transport d'hydrogène en mélange dans le gaz naturel reste à l'étude dans d'autres régions du monde, en Afrique ou en Asie par exemple.

⁷⁸ L'hydrogène dit « pur » est constitué d'hydrogène à plus de 98%, la composition répondant aux spécifications fixées par les exploitants, notamment dans le cadre des travaux de normalisation européens.

⁷⁹ Opérateurs d'infrastructures gazières (2019) Conditions techniques et économiques d'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel <https://www.grtgaz.com/sites/default/files/2020-12/Conditions-techniques-economiques-injection-hydrogene-reseaux-gaz-rapport-2019.pdf>

⁸⁰ Muzart, L. & Martin, F. MosaHYC ou la conversion d'un réseau de transport du méthane au transport de l'hydrogène pur, Annales des Mines, Nov, p119-124 <https://www.annales.org/ri/2022/ri-novembre-2022/2022-11-21.pdf>



Figure 18 : Projet de dorsale européenne de transport de l'hydrogène (*European backbone*)⁸¹

En ce qui concerne les réseaux de distribution par canalisation, l'hydrogène en emprunte très peu aujourd'hui au niveau mondial. Les quelques milliers de canalisations qui véhiculent l'hydrogène sont essentiellement des canalisations de transport ou des canalisations industrielles privées. Avec l'usage potentiel de l'hydrogène comme [source de chaleur dans les bâtiments](#), des réseaux de distribution pourraient être construits ou convertis pour acheminer l'hydrogène, pur ou en mélange dans le gaz naturel, jusqu'à des chaudières collectives ou à des installations intérieures de gaz⁸². Ce développement reste toutefois très prospectif et soulève des questions importantes de sécurité à long-terme de ces réseaux et des applications qu'ils desservent. En France, une distribution d'hydrogène par canalisation n'est pas envisagée à l'heure actuelle, hors expérimentation.

1.5.6 Le stockage souterrain

Le stockage souterrain⁸³ constitue une infrastructure clé de la future chaîne logistique de l'hydrogène. Permettant de stocker des quantités massives d'hydrogène, il apparaît, à moyen-terme, comme un outil incontournable pour réguler les fluctuations de l'offre et de la demande sur le marché de l'hydrogène.

[Trois concepts principaux sont envisagés pour le stockage souterrain de l'hydrogène](#), selon qu'il est localisé en cavités salines, en roches poreuses ou en terrains peu profonds. La solution la plus mature est le stockage en cavités salines. Certaines cavités sont déjà opérationnelles en Angleterre et aux Etats-Unis⁸⁴. L'enjeu des recherches actuelles est de s'assurer que l'intégrité et l'étanchéité des cavités et des puits d'accès seront maintenues lorsque ces ouvrages seront soumis à des cycles fréquents

⁸¹ European Hydrogen Backbone <https://www.ehb.eu/>

⁸² Des villes comme Singapour utilisent déjà du gaz de ville, à 50% d'hydrogène, pour le chauffage et la cuisson

⁸³ Ineris (2016) Le stockage souterrain dans le contexte de la transition énergétique <https://www.ineris.fr/sites/ineris.fr/files/contribution/Documents/ineris-dossier-ref-stockage-souterrain.pdf>

⁸⁴ Gombert (2021) Analyse de la législation et de la réglementation liées au stockage souterrain d'hydrogène <https://www.ineris.fr/sites/ineris.fr/files/contribution/Documents/Ineris-200954-2700206-DRS07-OPE4-R%C3%A9glementation%20stockage%20H2%20v2.pdf>

d'injection et de soutirage d'hydrogène (hebdomadaires voire journaliers), tel qu'attendu dans le futur marché de l'hydrogène. C'est un des objectifs des démonstrations en cours en Europe^{85,86,87,88,89}.

Le stockage d'hydrogène en roches poreuses, après avoir fait l'objet d'études conceptuelles^{90,91}, est également passé à la phase de démonstration. Le premier stockage d'hydrogène dans un ancien gisement d'hydrocarbures a été mis en service en Autriche en avril 2023⁹². Dans un premier temps, il stockera 80 tonnes d'hydrogène.

Le stockage en terrains peu profonds, que ce soit en cavités minées revêtues, en réservoirs manufacturés entreposés en galeries, en réservoirs enterrés ou en forages, est moins avancé techniquement, mais il intéresse fortement, en tant que solution intermédiaire entre le stockage aérien et le stockage souterrain profond. Il pourrait être adapté, par exemple, pour alimenter des stations de recharge de grande capacité (pour la mobilité lourde) ou pour servir de stockage tampon dans les terminaux portuaires ou les aéroports. Son avantage, par rapport aux cavités salines ou aux aquifères, est de ne pas dépendre des caractéristiques géologiques du sous-sol et de pouvoir être réalisé pratiquement partout.

Pour rester en ligne avec un scénario de neutralité carbone en 2050 (scénario NZE), l'IEA⁷ estime qu'il faudrait disposer d'ici 2050 d'une capacité de stockage souterrain d'hydrogène d'environ 1 200 TWh (soit 36 Mt d'H₂¹⁶), ce qui représente, en volume, l'équivalent de la capacité de stockage utilisée aujourd'hui par les 4800 TWh de gaz naturel stockés en souterrain⁹³, soit 490 GNm³. On peut penser qu'une partie importante de la capacité nécessaire au stockage souterrain de l'hydrogène sera obtenue par la reconversion des infrastructures existantes de gaz naturel.

1.5.7 Le stockage et le transport de l'hydrogène dans des vecteurs liquides

Le stockage et le transport de l'hydrogène dans des vecteurs liquides (LHC) est encore en phase de développement. Il consiste à fixer l'hydrogène sur un support liquide, souvent de nature organique (on parle dans ce cas de LOHC), par une réaction d'hydrogénation^{62,94}. Une fois acheminé sur le lieu de livraison, l'hydrogène est libéré par une réaction de déshydrogénation. Le liquide porteur d'hydrogène est alors ramené sur le lieu d'expédition pour se recharger en hydrogène.

L'intérêt d'un LHC est qu'il permet de transporter l'hydrogène sous une forme relativement dense et dans des conditions ambiantes. Le transport peut s'opérer par voie routière, ferroviaire, fluviale ou maritime. Les LHC sont typiquement adaptés au transport de quantités importantes d'hydrogène, jusqu'à plusieurs centaines de tonnes, sur des distances de plusieurs centaines ou milliers de kilomètres (Figure 13). En 2020, la première cargaison au monde de LOHC, transportant 102 t d'hydrogène, a été expédiée entre Brunéi et le Japon⁹⁵. Les recherches actuelles portent notamment sur l'amélioration du rendement énergétique de la réaction de déshydrogénation, qui est fortement endothermique et donc, coûteuse en énergie⁶².

⁸⁵ Projet HyCAVmobil : <https://www.clean-hydrogen-coastline.de/de/projekte/hycavmobil>

⁸⁶ Projet HYPSTER : <https://hypster-project.eu/about-the-project/>

⁸⁷ Projet FHRYGE <https://frhyge-project.eu/>

⁸⁸ Projet H2CAST Etzel <https://h2cast.com/>

⁸⁹ Hydrogen Today (2024) [Géométhane teste le stockage d'hydrogène en cavité saline - H2Today \(hydrogentoday.info\)](https://hydrogentoday.info)

⁹⁰ Projet HYSTORIES : <https://hystories.eu>

⁹¹ Projet HyUSPre <https://www.hyspre.eu> https://www.hyspre.eu/wp-content/uploads/2024/06/HyUSPre_D8.18_Final-dissemination-event-Utrecht_v2024.06.27.pdf

⁹² Projet EUH2STARS financé par le partenariat Clean Hydrogen <https://www.euh2stars.eu/en/>

⁹³ Du fait de la [différence de densité d'énergie entre l'hydrogène et le gaz naturel](#) Il faut un volume 3 à 4 fois plus important pour stocker la même quantité d'énergie sous forme d'hydrogène que sous forme de gaz naturel.

⁹⁴ Niermann et al. (2019) Liquid organic hydrogen carriers (LOHCs) – techno-economic analysis of LOHCs in a defined process chain <https://pubs.rsc.org/en/content/articlehtml/2019/ee/c8ee02700e>

⁹⁵ Recharge News (2020) <https://www.rechargenews.com/transition/world-s-first-international-hydrogen-supply-chain-realised-between-brunei-and-japan/2-1-798398>

1.5.8 Le stockage et le transport de l'hydrogène dans des matériaux

L'hydrogène peut être stocké et transporté au sein de la structure atomique de certains matériaux (par absorption), ou à leur surface (par adsorption)^{62,96,97}. Ainsi, la réaction de l'hydrogène avec certains alliages métalliques forme des hydrures métalliques, par exemple :

- le borohydrure de sodium : $\text{NaBH}_4 + 4\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{NaOH} + \text{HBO}_3 + 5\text{H}_2$ (36% d' H_2 en poids) ;
- le borohydrure de lithium : $\text{LiBH}_4 + 4\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{LiOH} + \text{HBO}_3 + 5\text{H}_2$ (46% d' H_2 en poids) ;

Des alliages de magnésium, de fer et de titane sont également utilisés⁹⁶. La norme ISO 16111⁹⁸ définit les exigences de sécurité à respecter pour les systèmes à hydrures métalliques destinés au transport d'hydrogène.

Ces réactions sont réversibles, permettant la désorption de l'hydrogène. L'avantage de ce type de processus est qu'il permet un stockage et un transport de l'hydrogène dans des conditions ambiantes et avec une densité volumique intéressante (environ 100 kg/m³).

Après avoir connu un fort intérêt au milieu des années 2010, cette voie de stockage semble marquer le pas, sans être totalement abandonnée. Les freins principaux à cette technologie sont : le poids important des matériaux de stockage⁹⁹, la température de désorption souvent élevée (300°C)¹⁰⁰ et la faible vitesse de désorption, insuffisante par exemple pour alimenter une pile à combustible sur un véhicule lorsqu'elle doit répondre à de forts appels de puissance. Une application actuelle du stockage d'hydrogène en matériau est la mobilité ultralégère (vélos, scooter à hydrogène). Le matériau prend alors la forme d'une poudre, conditionnée dans des cartouches amovibles¹⁰¹. Un navire fonctionnant avec de l'hydrogène stocké dans un borohydrure de sodium est également en projet aux Pays-Bas¹⁰².

1.5.9 La distribution de l'hydrogène en stations de recharge

Le déploiement de [stations de recharge pour les véhicules à hydrogène](#) a connu [une forte accélération ces dernières années](#). Celle-ci devrait se poursuivre dans les années à venir, compte-tenu de l'essor attendu de la mobilité hydrogène et des politiques incitatives, notamment au niveau de l'Union Européenne, pour développer un réseau suffisamment dense de stations^{103,104}. En France, le nombre de stations hydrogène pourrait ainsi passer de 82 en 2023 à 197 en 2025-2026³⁰ puis environ 700 en 2030 (Figure 12).

Les sites d'implantation des stations sont préférentiellement situés le long des grands axes routiers et à l'entrée des villes, mais des projets visent aussi à distribuer l'hydrogène au cœur des villes, par des stations compactes, voire mobiles. Les stations sont généralement configurées pour remplir des réservoirs à des pressions de 350 et 700 bar et à un débit maximum de 120 g/s.

Avec le développement de [la mobilité lourde à hydrogène](#), la capacité moyenne des stations devrait augmenter, tout comme les débits de remplissage, qui pourraient atteindre rapidement 300 g/s. Des stations pouvant recharger des camions avec une capacité de plusieurs tonnes d'hydrogène par jour, à une pression de 700 bar, sont déjà opérationnelles en France¹⁰⁵.

⁹⁶ Romand, M. Ramadan, H.S. & Morot P. (2022) ISTHY : un centre d'essai et de certification au service de la filière Hydrogène, Annales des Mines, Nov. <https://www.annales.org/ri/2022/ri-novembre-2022/2022-11-11.pdf>

⁹⁷ Zlotea, C. (2022) Nouveaux matériaux pour le stockage de l'hydrogène - Alliages métalliques multi-élémentaires hydruables <https://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/procedes-chimie-bio-agro-th2/energie-durable-et-biocarburants-42494210/nouveaux-materiaux-pour-le-stockage-de-l-hydrogene-in403/>

⁹⁸ Norme ISO 16111 Appareils de stockage de gaz transportables - Hydrogène absorbé dans un hydrure métallique réversible

⁹⁹ Il faut environ 100 kg de matériau pour stocker 1 kg d'hydrogène

¹⁰⁰ La réaction d'absorption est exothermique tandis que la réaction de désorption est endothermique.

¹⁰¹ Pragma Industries <https://www.pragma-industries.com/fr/stockage-hydrogene/>

¹⁰² Révolution énergétique <https://www.revolution-energetique.com/une-premiere-aux-pays-bas-ce-navire-sera-propulse-par-de-lhydrogene-solide/>

¹⁰³ Règlement 2023/1804 du 13 septembre 2023 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=CELEX%3A32023R1804&qid=1718028062405>

¹⁰⁴ HE mobile (2023) Station hydrogène : le nouveau règlement AFIR publié au Journal Officiel de l'UE <https://www.h2-mobile.fr/actus/station-hydrogene-nouveau-reglement-afir-publie-journal-officiel-europe/>

¹⁰⁵ L'officiel des transporteurs (2023) <https://www.actu-transport-logistique.fr/officiel-des-transporteurs/transition-ecologique/iveco-et-air-liquide-font-un-pas-de-plus-vers-la-mobilite-lourde-hydrogene-785264.php>

Des stations de remplissage de très grosses capacités, en hydrogène gazeux, mais aussi en hydrogène liquide, en ammoniac ou en méthanol devraient également être déployées dans les ports^{106,107,108} et aéroports pour assurer le remplissage des navires, bateaux et avions. L'avitaillement de ces embarcations pourra aussi être réalisé par transbordement de conteneurs (*swapping*).

1.6 QUELS SERONT LES FUTURS USAGES DE L'HYDROGENE ?

Les secteurs d'activité dans lesquels l'hydrogène décarboné est le plus à même de s'imposer sont [les secteurs difficiles à décarboner par une électrification directe](#) (industries très énergivores, mobilité lourde, etc.) ou dans lesquels le service rendu par l'hydrogène (par ex. une autonomie plus importante ou un faible temps de recharge) surpasse celui apporté par d'autres solutions de décarbonation (par ex. les batteries).

Selon les usages, l'hydrogène sera utilisé soit directement, comme agent réducteur ou comme combustible¹⁰⁹ (production d'acier, moteur à combustion interne, etc.), soit indirectement après avoir été converti en électricité via une [pile à combustible](#).

La Figure 19 donne quelques illustrations des futures applications potentielles de l'hydrogène et la Figure 20 leur répartition par secteurs d'activité projetée en 2030 et en 2050 selon trois scénarios de l'IEA. Ces applications sont présentées plus en détails dans les sections qui suivent.



Figure 19 : Panorama en images des usages actuels et futurs potentiels de l'hydrogène

¹⁰⁶ Global Maritime Forum (2023) Mapping of Zero-Emission Pilots and Demonstration Projects - 4th Edition <https://globalmaritimeforum.org/report/mapping-of-zero-emission-pilots-and-demonstration-projects-4th-edition/>

¹⁰⁷ <https://www.valenciaport.com/en/the-port-of-valencia-will-carry-out-the-first-hydrogen-test-for-its-refuelling-station/>

¹⁰⁸ Port of Hamburg | HHLA and Linde Engineering build hydrogen filling station in the Port of Hamburg (hafen-hamburg.de)

¹⁰⁹ H2 mobile (2024) Un moteur à hydrogène, comment ça marche ? <https://www.h2-mobile.fr/dossiers/moteur-hydrogene-fonctionnement/>

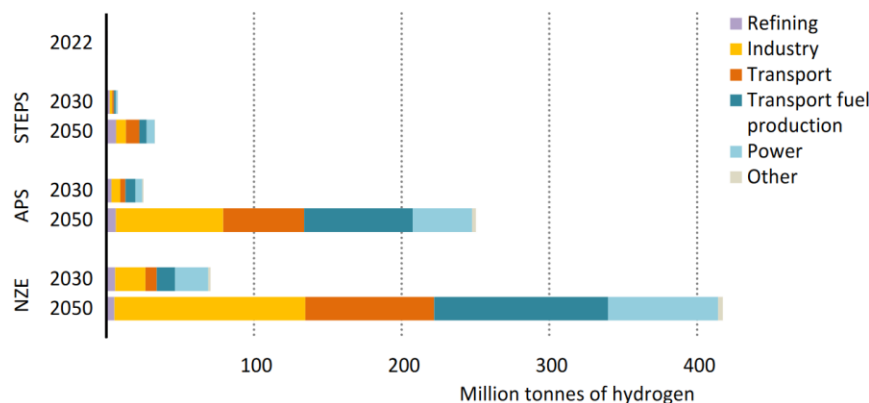


Figure 20 : Projection de la consommation d'hydrogène par secteur d'activité, selon trois scénarios de l'IEA (STEPS, APS, NZE)³⁸. *Industry* = production d'ammoniac, méthanol, sidérurgie ; *Transport* = mobilité (légère et lourde) ; *Transport fuel* = carburants de synthèse et raffinage des biocarburants ; *Power* = production d'électricité et régulation des réseaux électriques ; *Other* = bâtiment et machines agricoles. L'ammoniac destiné à la production d'électricité est inclus dans *Power*.

1.6.1 Les usages industriels traditionnels

Aujourd'hui, l'hydrogène est essentiellement utilisé dans [le raffinage de produits pétroliers, la production de molécules chimiques de base \(ammoniac, méthanol\) et la sidérurgie](#). Si l'activité de raffinage, dans le contexte de la transition énergétique, est appelé à baisser, l'utilisation de l'hydrogène dans la production d'ammoniac¹¹⁰, de méthanol ou d'acier¹¹¹ devrait perdurer, voire s'amplifier avec l'accroissement de la population mondiale⁷.

Ces utilisateurs historiques de l'hydrogène sont les premiers à être potentiellement intéressés par l'achat d'hydrogène décarboné. En effet, leurs procédés sont déjà adaptés à l'hydrogène, ils n'ont donc pas à changer leurs équipements. D'autre part, l'hydrogène étant un intrant chimique inhérent à ces procédés industriels, il n'entre pas en concurrence avec d'autres vecteurs d'énergie. Enfin, ces utilisateurs sont généralement des consommateurs intensifs, qui peuvent justifier l'implantation à proximité d'une giga-usine de production d'hydrogène décarboné, permettant de faire baisser le coût d'accès à cet hydrogène.

Ces utilisateurs traditionnels de l'hydrogène représentent une consommation très importante ([82 Mt d'hydrogène dédié](#) en 2022) et sont donc un levier essentiel pour la massification du marché de l'hydrogène décarboné. Produire cet hydrogène par électrolyse nécessiterait une capacité d'électrolyse comprise entre 730 et 940 GW⁷, soit environ 600 fois la capacité actuelle ([1,4 GW à fin 2023](#)).

1.6.2 Les nouveaux usages industriels

En dehors de ses [usages traditionnels dans le raffinage, la chimie ou l'acier](#), l'hydrogène décarboné se présente comme une solution crédible pour remplacer les hydrocarbures dans un certain nombre de procédés industriels difficiles à électrifier¹¹², notamment ceux qui utilisent de la chaleur à haute température : centrales électriques, cimenteries¹¹³, verreries, papeteries, sidérurgie, soudure, etc.¹¹⁴. Dans tous ces procédés, l'hydrogène ou [certains carburants dérivés de l'hydrogène](#), pourraient alimenter des turbines, des brûleurs, des fours ou des chaudières à gaz, en remplacement (ou en

¹¹⁰ ADEME (2023) Plan de transition sectoriel de l'industrie de l'ammoniac en France https://librairie.ademe.fr/cadic/8111/PTS_Ammoniac_synthese.pdf

¹¹¹ ADEME (2022) Acier, mémoire d'analyse des enjeux de décarbonation du secteur <https://librairie.ademe.fr/cadic/5694/memo-pts-acier-2021.pdf>

¹¹² European Commission (2023) METIS 3, study S5: the impact of industry transition on a CO2 neutral European energy system <https://data.europa.eu/doi/10.2833/094502>

¹¹³ Projet Hynovi <https://www.vicat.fr/actualites/trajectoire-bas-carbone-vicat-et-hynamics-edf-devoient-le-projet-hynovi>

¹¹⁴ Leonhardt, J.M. (2022) Décarbonation de l'industrie : le joker Hydrogène, Annales des Mines, Nov. <https://www.annales.org/ri/2022/ri-novembre-2022/2022-11-20.pdf>

adjonction) au gaz naturel. De nombreux secteurs de l'industrie ont d'ailleurs intégré l'hydrogène dans leurs stratégies de décarbonation^{110,111,112}.

Dans les centrales électriques, l'injection d'hydrogène en mélange dans des turbines à gaz est déjà testée dans plusieurs pays^{115,116}. Des turbines acceptant pratiquement 100% d'hydrogène sont même déjà en service, notamment en Corée du Sud¹¹⁷. La possibilité d'utiliser de l'ammoniac comme combustible pour la production d'électricité a également été démontrée^{118,119}. Sur la base des projets annoncés à fin 2022, la capacité de production d'électricité à partir d'hydrogène (ou d'ammoniac) pourrait avoisiner 6 GW en 2030⁷.

Le secteur de la sidérurgie devrait également voir sa consommation d'hydrogène augmenter, le procédé de réduction directe du fer (DRI) utilisant une proportion de plus en plus importante d'hydrogène étant amené à remplacer progressivement la production d'acier en haut-fourneau^{120,121,122,123}. Une unité DRI 100% hydrogène a même déjà été mise en service en Suède¹²⁴ et d'autres sont en développement, notamment en France^{125,126}, où la production d'acier pourrait représenter près d'un-quart de la consommation d'hydrogène en 2030 (Figure 8).

Enfin, l'hydrogène intervient également dans le raffinage des biocarburants¹²⁷. La montée en puissance des biocarburants est donc amenée à accroître l'usage de l'hydrogène dans ce secteur.

1.6.3 La mobilité

La mobilité représente aujourd'hui une très faible part de la consommation d'hydrogène : 60 kt en 2023 (soit 0,06%)⁷. Par ailleurs, l'hydrogène ne représente que 0,003% de l'énergie consommée dans la mobilité²⁴. Pour autant, la mobilité est une des principales voies envisagées pour l'utilisation d'hydrogène décarboné^{128,129}. L'IEA estime, quels que soient les scénarios prospectifs considérés, qu'elle représentera environ 50% de la consommation d'hydrogène décarboné en 2050, dont environ 40% sera consommé de manière directe et 60% sous forme de [carburants de synthèse](#) (Figure 20).

Les secteurs dans lesquels l'hydrogène est le plus à même de s'imposer sont ceux où les besoins de puissance, de volume utile, d'autonomie ou de faible temps de recharge sont déterminants. Les applications potentielles de l'hydrogène couvrent tous les domaines de la mobilité :

- [routière](#) : camions, bus, autocars, utilitaires, taxis, cycles, scooters ;

¹¹⁵ Hanwha Impact <https://www.hydrogeninsight.com/power/-world-record-south-korean-firm-blends-nearly-60-hydrogen-in-its-80mw-gas-turbine/2-1-1472878>

¹¹⁶ Constellation <https://www.constellationenergy.com/newsroom/2023/Constellation-sets-industry-record-for-blending-hydrogen-with-natural-gas-to-further-reduce-emissions.html>

¹¹⁷ General Electric, GE Secures HA Combined Cycle Power Plant Equipment Order to Add Over 1 Gigawatt of Power in South Korea | GE News <https://www.ge.com/news/press-releases/ge-secures-ha-combined-cycle-power-plant-equipment-order-to-add-over-1-gigawatt-of>

¹¹⁸ IHI (2022) https://www.ihico.jp/en/all_news/2022/resources_energy_environment/1197938_3488.html

¹¹⁹ Mitsubishi Power <https://power.mhi.com/news/20210301.html>

¹²⁰ Shell & Deloitte (2023) Decarbonising steel: forging new paths together https://www.shell.com/sustainability/our-climate-target/reducing-emissions-from-transport-and-industry/jcr_content/root/main/section_1553918000/slider/promo_copy_741232572.multi.stream/1669034355054/5b1f673472d02633f82125fef387d13c266a454d/shell-decarbonising-steel-digital.pdf

¹²¹ Salique, F. (2023) Procédés sidérurgiques utilisant de l'hydrogène, rapport Ineris 206936 - 2757841

¹²² Carbone 4 (2022) Hydrogène bas-carbone: quels usages pertinents à moyen terme dans un monde décarboné ? <https://www.carbone4.com/publication-hydrogene-bas-carbone>

¹²³ Devlin, A. et al. (2023) Global green hydrogen-based steel opportunities surrounding high quality renewable energy and iron ore deposits, Nature, May, 2023 <https://doi.org/10.1038/s41467-023-38123-2>

¹²⁴ Projet Hybrit <https://www.hybritdevelopment.se/en/we-have-done-it/>

¹²⁵ Projet Gravithy <https://gravithy.eu/fr/>

¹²⁶ Projet Arcelormittal Dunkerque <https://france.arcelormittal.com/actualites/declaration-arcelormittal-reste-engage-pour-sa-decarbonation-en-europe>

¹²⁷ Martinez-Villareal, S. et al. (2023) The critical role of hydrogen in the development of new biofuels <https://doi.org/10.1016/j.cogsc.2022.100716>

¹²⁸ Commission Européenne (2020) Stratégie pour une mobilité durable et intelligente <https://transport.ec.europa.eu/system/files/2021-04/2021-mobility-strategy-and-action-plan.pdf>

¹²⁹ CGEDD – CGE (2021) La décarbonation et la réduction des émissions atmosphériques polluantes des transports aériens, maritimes et fluviaux https://igedd.documentation.developpement-durable.gouv.fr/documents/Affaires-0011868/013277-01_rapport_publi%C3%A9.pdf;jsessionid=2CD4DF868D518BC0AB93444A055FC39F

- non-routière : charriots élévateurs, engins de chantier, véhicules miniers, véhicules agricoles, engins portuaires ou aéroportuaires, voitures de course ;
- ferroviaire : trains empruntant des lignes non électrifiées ;
- maritime : navires de passagers, navires-citernes, barges, sous-marins ;
- fluviale : barges, taxis fluviaux ;
- aéronautique : avions, dirigeables, drones, aérospatiale.

Deux modes de propulsion à l'hydrogène sont envisagés : 1- par la conversion de l'hydrogène en électricité via une pile à combustible, l'électricité générée alimente ensuite un moteur électrique, 2- par la combustion de l'hydrogène, ou d'un carburant dérivé de l'hydrogène, dans un moteur thermique.

Même si la propulsion électrique à l'hydrogène est de loin la technologie la plus mature, les moteurs à combustion interne d'hydrogène¹³⁰ (ou d'ammoniac) se développent rapidement^{131,132,133}, notamment pour les camions ou les applications maritimes. Des moteurs acceptant jusqu'à 70% d'hydrogène sont déjà opérationnels et des moteurs à 100% d'hydrogène devraient être commercialisés dans les années à venir²⁴.

Dans le domaine plus spécifique de la mobilité routière, environ deux-tiers de l'hydrogène consommé aujourd'hui alimente des bus ou des véhicules commerciaux (taxis, utilitaires, etc.), les voitures particulières ne représentant qu'un tiers de la consommation (Figure 21a). En nombre de véhicules, ce sont en revanche les voitures particulières qui constituent la flotte la plus importante (Figure 21c). En juin 2024, on comptait 93 000 véhicules à hydrogène dans le monde⁷, dont 1 320 en France³⁰ (950 véhicules légers, 59 bus, 3 bennes à ordures ménagères, 3 camions, 300 vélos). Parmi ces véhicules, 67 000 sont des voitures particulières. A l'horizon 2030, le nombre de véhicules hydrogène dans le monde pourrait avoisiner les 1 million²⁴. Ce nombre ne représente toutefois que 0,1% des véhicules en circulation dans le monde (plus de 1 milliard).

Les pays leaders dans la mobilité routière hydrogène sont la Corée du Sud (qui possède plus de la moitié des véhicules particuliers), la Chine (leader dans la mobilité lourde et plus gros consommateur d'hydrogène en mobilité), les Etats-Unis (en particulier la Californie), le Japon et l'Europe (Figure 21b et d). L'Europe a la particularité d'avoir le taux le plus faible de véhicules hydrogène en circulation par rapport au nombre de stations déployées (Figure 4b).

¹³⁰ France Hydrogène (2022) Fiche 5.1.1 : Moteurs thermiques à hydrogène <https://s3.production.france-hydrogene.org/uploads/sites/4/2021/06/Fiche-5.1.1-Moteurs-thermiques-a-hydrogene-Rev-aout-2022.pdf>

¹³¹ Hydrogen Central (2023) <https://hydrogen-central.com/hydrogen-ammonia-compatible-gas-diesel-engine-conversion-kits-hydrofuel-and-technocarb-exclusive/>

¹³² IFPEN <https://www.ifpenergiesnouvelles.fr/innovation-et-industrie/nos-expertises/energies-renouvelables/hydrogene/nos-solutions>

¹³³ Cummins https://fuelcellsworld.com/news/cummins-to-reveal-zero-carbon-h2-ice-concept-truck-at-iaa-expo-powered-by-the-b6-7h-hydrogen-engine/?mc_cid=762126b762&mc_eid=da4624d261

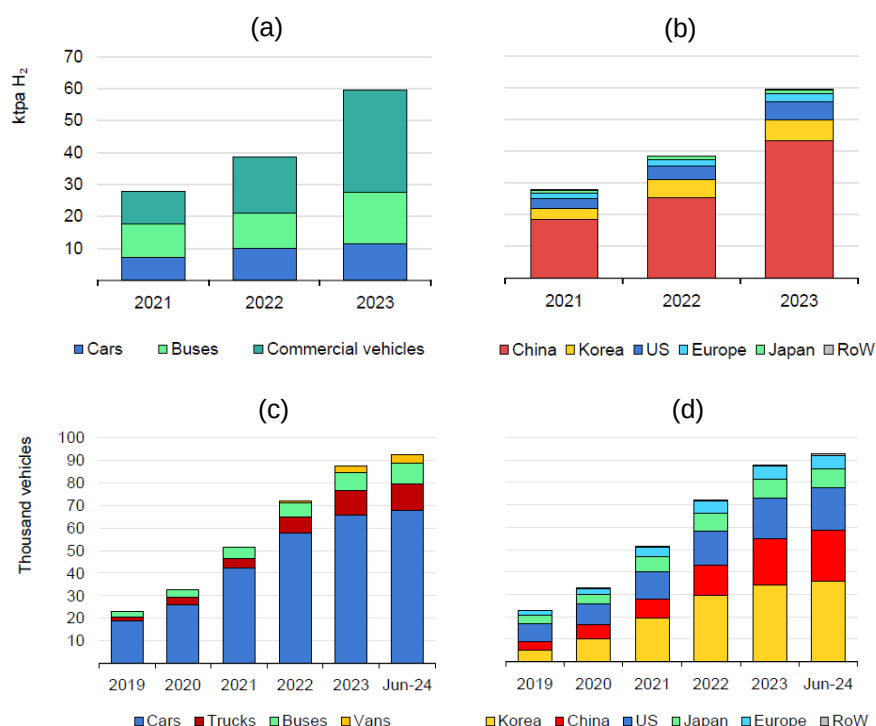


Figure 21 : Consommation mondiale d'hydrogène dans la mobilité (en haut) et nombre de véhicules électriques à hydrogène dans le monde (en bas)⁷

Au-delà de la mobilité routière, l'hydrogène investit progressivement d'autres secteurs de la mobilité. Les premiers trains à hydrogène ont été mis en service en Allemagne dès 2018^{134,135} et sont désormais en mesure de parcourir près de 1 200 km en autonomie¹³⁶. D'autres projets de trains à hydrogène se développent notamment en France, au Pays-Bas, au Canada, en Espagne et au Japon⁷.

Les engins de manutention à hydrogène se sont développés depuis les années 2010. En 2023, on comptait près de 70 000 charriots élévateurs à hydrogène⁷. Des véhicules miniers à hydrogène sont également en cours de déploiement dans divers pays^{137,138}. Certains ports (Shangai, Kobe, Valence, Anvers, Hambourg) ou aéroports (Hambourg, Paris) s'équipent d'engins logistiques à hydrogène¹³⁹.

Dans le domaine maritime ou fluvial, même si ces secteurs ont intégré l'hydrogène dans leurs stratégies de décarbonation^{140,141,142}, la propulsion de navires ou de bateaux à l'hydrogène en est encore au stade des premiers déploiements et concerne généralement des petits navires de passagers (une centaine de personnes maximum) à motorisation électrique¹⁴³. La plupart stockent l'hydrogène sous forme

¹³⁴ Train Coradia iLint d'Alstom : <https://www.alstom.com/solutions/rolling-stock/alstom-coradia-ilint-worlds-1st-hydrogen-powered-passenger-train>

¹³⁵ Kaba, S. & Dufour L. (2022), Le train à hydrogène, Annales des Mines, Nov, p101-107 <https://www.annales.org/edit/ri/2022/ri-novembre-2022/2022-11-18.pdf>

¹³⁶ FuelCellWorks (2022) https://fuelcellworks.com/news/alstoms-coradia-ilint-successfully-travels-1175-km-without-refueling-its-hydrogen-tank/?mc_cid=762126b762&mc_eid=da4624d261

¹³⁷ Ballard Power Systems https://fuelcellworks.com/news/ballard-first-mode-sign-order-for-30-additional-hydrogen-fuel-cells-for-diesel-free-mining-trucks/?mc_cid=44d2eee315&mc_eid=da4624d261

¹³⁸ Adani Group <https://swarajyamag.com/infrastructure/in-a-first-in-asia-adani-to-deploy-hydrogen-powered-trucks-for-mining>

¹³⁹ Antwerp Terminal Services <https://www.offshore-energy.biz/ats-and-cmb-tech-roll-out-worlds-1st-hydrogen-powered-straddle-carrier/>

¹⁴⁰ Initiative FuelEU Maritime <https://www.consilium.europa.eu/fr/press/press-releases/2023/07/25/fueleu-maritime-initiative-council-adopts-new-law-to-decarbonise-the-maritime-sector/>

¹⁴¹ Direction Générale des Affaires Maritimes de la Pêche et de l'Aquaculture (2022) Feuille de route de décarbonation de la filière maritime https://www.isemar.fr/wp-content/uploads/2023/04/23059_Feuille-de-route-de-carbonation_compressed.pdf

¹⁴² VNF & IFPEN (2023). Etude « Fluent ». Les éléments de la feuille de route nationale pour le verdissement du secteur fluvial <https://www.vnf.fr/vnf/app/uploads/2021/02/Synth%C3%A8se-V170323.pdf>

¹⁴³ H2 mobile (2021) <https://www.h2-mobile.fr/actus/orient-valide-construction-premier-bateau-hydrogene/>

gazeuse¹⁴⁴ mais un premier ferry à hydrogène liquide pouvant accueillir 300 passagers et 80 voitures, le MF Hydra¹⁴⁵, est entré en opération en Norvège en mars 2023 et un navire stockant l'hydrogène dans un hydrure solide est en développement aux Pays-Bas¹⁰².

Une forte proportion (environ 50%) des projets de déploiement de l'hydrogène dans le secteur maritime prévoit une propulsion non pas à l'hydrogène mais aux carburants de synthèse : ammoniac¹⁴⁶, méthanol (Figure 22). La densité énergétique volumique de ces carburants, supérieure à celle de l'hydrogène (Figure 31), permet la propulsion de navires de plus grande capacité. La propulsion à l'ammoniac, dont la synthèse ne nécessite pas de carbone, est la technologie qui connaît le plus fort développement (environ deux-tiers des projets impliquant des carburants de synthèse, cf. Figure 22) mais la propulsion au méthanol est plus avancée en termes de maturité, avec 56 navires déjà opérationnels en 2021²⁴. La propulsion au GNL de synthèse, directement utilisable dans les navires GNL actuels, est également une voie d'application de l'hydrogène au secteur maritime.

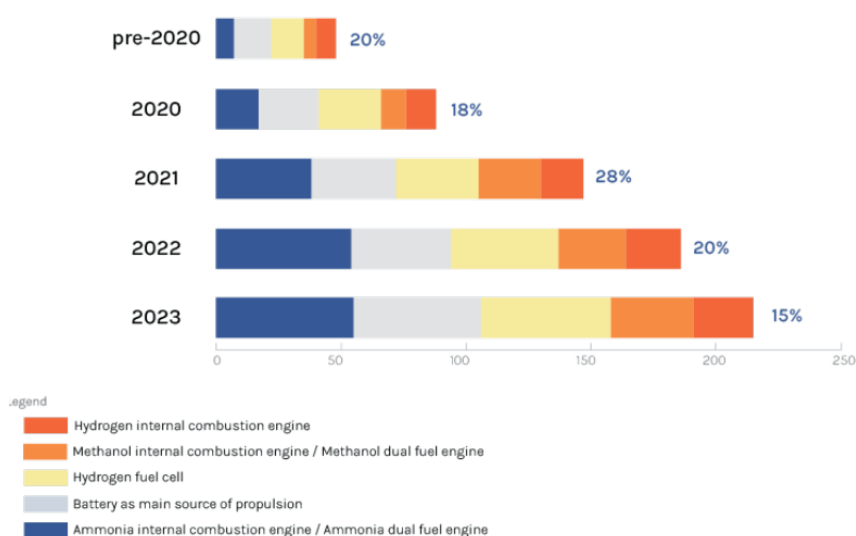


Figure 22 : Nombre de projets pilotes ou démonstrateurs de technologies zéro-émissions annoncés dans le secteur maritime¹⁰⁶. Les pourcentages correspondent à la proportion annuelle.

Dans l'aéronautique, où l'hydrogène fait également partie de la stratégie de décarbonation^{147,148}, [plusieurs options sont envisagées pour la propulsion des avions](#) : 1- la motorisation électrique alimentée par une PAC à hydrogène (pour les avions de petite taille), 2- la motorisation thermique à combustion d'hydrogène, celui-ci étant stocké sous forme liquide (pour les plus gros porteurs) et 3- la motorisation thermique à combustion de carburants de synthèse, aussi appelés SAF dans le secteur aéronautique (il s'agit principalement de [e-kérosène](#)). L'utilisation de SAF est de loin l'option la plus mature, puisqu'elle ne nécessite pas de changement de technologies. Les premiers avions électriques à hydrogène sont sortis de terre : le premier vol commercial au monde a eu lieu en mars 2023¹⁴⁹. Les

¹⁴⁴ Sea Change <https://www.latimes.com/california/story/2023-03-13/new-zero-emissions-ferry-to-begin-operating-in-san-francisco>

¹⁴⁵ Offshore Energy (2023) MF Hydra starts world's first voyage on emission-free liquid hydrogen <https://www.offshore-energy.biz/watch-mf-hydra-starts-worlds-first-voyage-on-emission-free-liquid-hydrogen/>

¹⁴⁶ <https://www.hydrogen-expo.com/industry-news/h2site-reveals-first-ship-use-ammonia-cracking-produce-hydrogen-fuel>

¹⁴⁷ Initiative ReFuelEU Aviation https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/12303-Carburants-durables-pour-laviation-ReFuelEU-Aviation_fr

¹⁴⁸ DGAC & GIFAS (2023) Feuille de route de décarbonation de l'aérien <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Proposition%20de%20feuille%20de%20route%20d%C3%A9carbonation%20transport%20a%C3%A9rien.pdf>

¹⁴⁹ <https://www.businesswire.com/news/home/20230302005768/en/Universal-Hydrogen-Successfully-Completes-First-Flight-of-Hydrogen-Regional-Airliner>

premiers avions à moteurs à combustion interne d'hydrogène, en revanche, ne devraient pas voler avant 2035¹⁵⁰.

1.6.4 L'apport de flexibilité au réseau électrique

La conversion de l'électricité en hydrogène (par électrolyse par exemple) puis le stockage de cet hydrogène en réservoir (aérien ou souterrain) est une solution intéressante pour améliorer la flexibilité des réseaux électriques. Après stockage, l'hydrogène peut être restitué sous forme d'électricité à partir d'une turbine à combustion d'hydrogène ou d'une centrale à cycle combiné. C'est le principe du *power-to-gas-to-power*. L'inconvénient de cette chaîne de procédés est son faible rendement énergétique (Figure 23).

Cet usage de l'hydrogène en tant qu'outil de régulation des réseaux électriques n'est envisagé qu'à moyen-terme. En effet, les premiers besoins dans ce domaine ne devraient apparaître, en France, qu'à partir de 2030/2035³⁶.

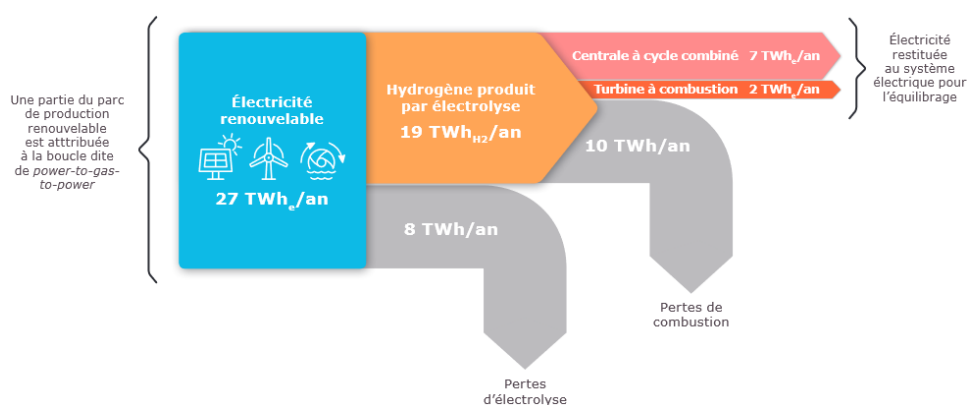


Figure 23 : Illustration du principe du *Power-to-gas-to-power* et du rendement énergétique associé³¹

1.6.5 La fourniture d'électricité hors réseau

Pour les zones ne disposant pas du réseau électrique, l'hydrogène peut offrir une solution décarbonée (et non polluante) pour la production d'électricité, et éventuellement de chaleur ou de froid (en cogénération), au moyen d'un générateur électrique à hydrogène (ou groupe électro-hydrogène). Il s'agit d'une pile à combustible stationnaire associée à un stockage d'hydrogène et à un système de régulation et de commande, le tout généralement intégré dans un conteneur.

Les groupes électro-hydrogène peuvent alimenter en énergie électrique (et éventuellement en chaleur ou en froid) des zones montagneuses ou insulaires, des chantiers, des lieux événementiels (festivals de musiques, tournages de films) ou tout autre lieu où un raccordement au réseau électrique est difficile à mettre en œuvre. Ils peuvent aussi alimenter des quartiers autonomes en énergie ou servir de *back-up* pour le maintien de services essentiels en cas de défaillance du réseau électrique (hôpitaux, SDIS, centres de données, etc.).

Ce marché représentait en 2022 une capacité installée de plus de 1,1 GW⁷. Il s'est beaucoup développé au Japon, qui comptait en 2022 plus de 450 000 cogénérateurs (essentiellement pour les habitations neuves) et dans une moindre mesure, en Europe et aux Etats-Unis. Des mini-générateurs à hydrogène existent aussi en version nomade, pour des activités demandant beaucoup d'autonomie et un faible poids transporté (expéditions en montage, spéléologie, etc.).

Globalement, le marché des générateurs électrique à hydrogène est, et devrait rester, un marché de niche.

¹⁵⁰ Le programme le plus ambitieux étant le programme ZEROe d'Airbus : <https://www.airbus.com/en/newsroom/stories/2022-02-the-zeroe-demonstrator-has-arrived>

1.6.6 La fourniture de chaleur dans les bâtiments

En dehors de la [cogénération d'électricité et de chaleur par un groupe électro-hydrogène](#), des bâtiments (résidentiels, publics, tertiaires ou commerciaux) peuvent également être alimentés en chaleur par la combustion d'hydrogène. Trois options principales sont envisagées : 1- l'alimentation d'une chaufferie de quartier, dont la chaleur est ensuite distribuée à un ensemble de bâtiments via un réseau de chaleur (cette option peut répondre à des besoins de chauffage et d'eau chaude sanitaire), 2- l'alimentation d'une chaufferie collective, qui produit de l'eau chaude pour l'immeuble d'habitation dans lequel elle est implantée, ou 3- l'acheminement de l'hydrogène, pur ou en mélange dans le gaz naturel, directement au sein des bâtiments, via des installations intérieures de gaz combustible, pour alimenter des appareils à gaz (chauffe-eaux, feux de cuisson, etc.).

Cet usage potentiel de l'hydrogène en est encore au stade embryonnaire. Quelques expériences ont été réalisées, notamment en Europe du Nord^{151,152,153}, qui ont montré que des installations intérieures de gaz semblent pouvoir admettre des taux de 10% voire 20% d'hydrogène en mélange dans le gaz naturel. Des appareils à gaz certifiés « hydrogène-ready », pouvant accepter jusqu'à 100% d'hydrogène, sont déjà sur le marché¹⁵⁴. Néanmoins, cet usage est fortement concurrencé par d'autres solutions de décarbonation pour les bâtiments (électricité bas carbone, biométhane).

L'option qui consiste à acheminer l'hydrogène jusqu'au sein des bâtiments pose également des questions de sécurité, du fait de la proximité des enjeux humains et de la difficulté de mettre en place les mesures de sécurité généralement déployées sur les installations hydrogène de type industriel (Tableau 24), parmi lesquelles : la ventilation, la détection, l'arrêt d'urgence, la mise à l'évent, la prévention des sources d'inflammation, etc. La capacité de surveillance, d'intervention et de mise à l'abri des personnes en cas de fuite est également limitée dans ce type de contexte. Ces questions de sécurité ont été étudiées à travers plusieurs projets^{155,156,157} mais n'ont pas, à ce jour, trouvé de réponses définitives.

Selon toute vraisemblance, l'usage de l'hydrogène pour la fourniture de chaleur dans les bâtiments devrait donc rester limité¹⁵⁸, ciblant préférentiellement des bâtiments disposant déjà d'infrastructures gaz et difficiles à décarboner : typiquement des bâtiments anciens et mal isolés, situés dans des régions froides^{7,24}. L'utilisation de [méthane de synthèse](#) est une autre voie de valorisation possible de l'hydrogène pour l'apport de chaleur dans les bâtiments.

1.6.7 Les carburants de synthèse sont-ils amenés à devenir la forme prédominante d'usage de l'hydrogène ?

L'hydrogène ne sera pas toujours utilisé sous forme de molécules d'H₂. De plus en plus de secteurs d'activités envisagent une décarbonation via l'utilisation de carburants de synthèse, plutôt que par l'utilisation directe d'hydrogène.

Les carburants de synthèse sont des [molécules dérivées de l'hydrogène](#) (ammoniac, méthanol, méthane, diésel ou kérosène) et utilisées comme combustibles, par exemple dans l'industrie, le secteur maritime ou l'aéronautique. Dans le cas où l'hydrogène d'origine a été produit par électrolyse, on parle plus spécifiquement d'électro-carburants ou e-carburants (*e-fuels*) : e-ammoniac, e-méthanol, e-méthane, e-kérosène.

En 2022, près de la moitié des projets hydrogène annoncés à l'échelle globale prévoyaient une conversion de l'hydrogène en carburants de synthèse (Figure 24a). Cette proportion devrait rester proche des 50% en 2030 (Figure 24b). Le marché des carburants de synthèse est dominé, à l'échelle mondiale, par l'ammoniac, qui représente aujourd'hui plus de 50% de ces carburants (Figure 24a) et

¹⁵¹ Ville de Leeds <https://www.leedsclimate.org.uk/hydrogen-conversion-potential-contribution-low-carbon-future-leeds>

¹⁵² Projet H2HOWI <https://www.westenergie.de/de/landingpage/wasserstoff/h2howi.html>

¹⁵³ <https://h2-news.eu/energieversorgung/100-prozent-stoerungsfrei-positiv-zwischenbilanz-von-h2-test-im-erdgasnetz/>

¹⁵⁴ BDR Therma <https://www.bdrthermeagroup.com/en/products-and-services/products/hydrogen-boilers>

¹⁵⁵ Projet HY4HEAT <https://www.hy4heat.info/wp7>

¹⁵⁶ Projet HYDELTA <https://hydelta.nl/research-programme/hydrogen-safety>

¹⁵⁷ Projet HYSTREET <https://www.dnv.com/trust-changes-everything/hystreet-safety-case-for-hydrogen/>

¹⁵⁸ Rosenow, J. Is heating homes with hydrogen all but a pipe dream? An evidence review, Joule, 6, 10, pp.2225-2228 <https://doi.org/10.1016/j.joule.2022.08.015>

qui devrait en représenter 90% en 2030, loin devant le méthanol et les hydrocarbures liquides de synthèse : kérosène ou diesel (Figure 24b).

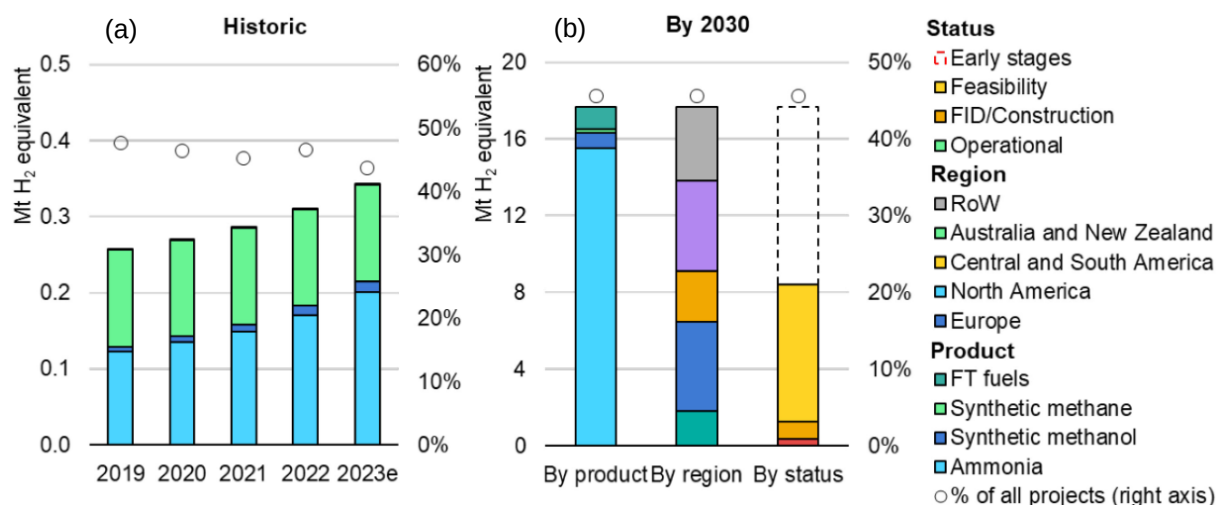


Figure 24 : Production mondiale de carburants synthétisés à partir d'hydrogène décarboné de 2019 à 2023 (à gauche) et projetée en 2030 (à droite) sur la base des projets annoncés à fin 2022. *FT fuels* = Fischer-Tropsch fuels = diesel ou kérosène de synthèse. Les cercles vides indiquent la proportion de projets prévoyant la production de carburants de synthèse par rapport à l'ensemble des projets⁷.

Cette croissance des carburants de synthèse est également visible en France, où 425 kt d'équivalent-hydrogène, soit près de 40% de la consommation d'hydrogène projetée en 2030, devraient être utilisées sous forme de carburants de synthèse (Figure 8). Par contre, en France, ce n'est pas l'ammoniac qui est principalement développé aujourd'hui, mais le e-méthanol, le e-kérosène et le e-méthane.

Cette montée en puissance des carburants de synthèse peut s'expliquer, d'une part, par la pression environnementale croissante qui s'exerce sur les secteurs de l'aéronautique, du maritime et de la chimie lourde et d'autre part, par le fait que ces molécules sont compatibles avec les équipements et les chaînes logistiques existantes et donc, peuvent contribuer à une décarbonation plus rapide de ces secteurs d'activité.

Du point de vue des risques, l'augmentation de l'usage de l'hydrogène sous forme de molécules dérivées déplace les risques propres à l'hydrogène vers des risques différents liés à ces molécules. La description de ces derniers sort du cadre du présent document.

2 LES PROPRIETES DE L'HYDROGENE

2.1 PREAMBULE

La maîtrise des risques liés à l'hydrogène nécessite, en premier lieu, une bonne connaissance de ses propriétés physico-chimiques.

Ce chapitre présente les principales propriétés de l'hydrogène en lien avec la sécurité. Celles-ci sont rassemblées dans le Tableau 1, qui indique si celles-ci jouent en faveur de la maîtrise des risques (en vert), en sa défaveur (en rouge) ou si elles sont neutres du point de vue de la sécurité (en gris).

La suite de ce chapitre détaille chacune de ces propriétés.

Propriétés	Grandeur physique associée	Valeur	Comparatif	Favorable à la sécurité	Neutre pour la sécurité	Défavorable à la sécurité
Non toxique	-	-	-	Non toxique pour l'homme		
Non corrosif	-	-	-	Ne génère pas de corrosion électrochimique des matériaux		
Gaz quasi-imperceptible par l'être humain	Inodore, inodore, insipide	-	Odorisation impossible contrairement au CH ₄	Fuites détectables par le son émis en cas de fuites importantes		Fuites indétectables par la vue, l'odorat ou le goût
Gaz très léger dans les conditions ambiantes	Masse volumique (gaz)	0.09 kg/m ³ (0°C, 1 bar)	0.67 kg/m ³ pour CH ₄ 1.22 kg/m ³ pour l'air	En milieu ouvert : tend à s'élever et à se diluer rapidement dans l'air, réduisant le risque d'ATEX (pour les fuites modérées)		En milieu confiné : tend à s'élever dans les parties hautes où il peut s'accumuler
Gaz plus lourd que l'air à très basse température	Masse volumique (gaz)	1.34 kg/m ³ (-253°C, 1 bar)	1.20 kg/m ³ pour l'air (20°C, 1 bar)			En cas de fuite d'hydrogène liquide, les vapeurs d'hydrogène tendent à rester au sol, où elles peuvent former une ATEX
Liquide très léger	Masse volumique (liquide)	70.79 kg/m ³ (-253°C, 1 bar)	422.62 kg/m ³ pour CH ₄		Faible risque environnemental en cas de déversement de LH ₂ en mer ou en rivière	
Point d'ébullition très bas	Température d'ébullition	-253°C (1 bar)	-183°C pour O ₂ -161°C pour CH ₄ -42°C pour propane			Risque de vaporisation rapide du LH ₂ en cas d'échange thermique avec l'extérieur + risque de bouchage ou de blocage d'organes de sécurité par cristaux de glace ou d'O ₂
Forte densité énergétique massique	Pouvoir calorifique inférieur massique (énergie spécifique)	120 MJ/kg	50 MJ/kg pour CH ₄ 44,5 MJ/kg pour essence 1 MJ/kg pour batteries Li-ion		Rapport poids/énergie intéressant pour les applications embarquées	
Faible densité énergétique volumique	Pouvoir calorifique inférieur volumique	13 MJ/m ³ (20°C, 1 bar)	35 MJ/m ³ pour le GN 31150 MJ/m ³ pour essence		Energie peu compacte	Nécessité de stocker l'H ₂ à haute pression → risque d'éclatement d'équipements
Diffusivité élevée dans l'air	Coefficient de diffusion dans l'air	0.61 cm ² /s	0.16 cm ² /s pour CH ₄ 0.05 cm ² /s pour essence	En milieu ouvert : la diffusion moléculaire accélère la dilution et réduit le risque d'ATEX		En milieu confiné : la diffusion moléculaire accélère l'homogénéisation du mélange hydrogène-air
Diffuse facilement à travers les matériaux	Diamètre de la molécule d'H ₂	< 100 pm	> 400 pm pour CH ₄		Emissions fugitives → impact économique et réduction potentielle du bénéfice climatique	Possibilité de fragilisation des matériaux
Migre facilement à travers de très petites ouvertures	Viscosité dynamique	8,8 µPa.s (20°C, 1 bar)	10,9 µPa.s pour CH ₄ 18,5 µPa.s pour l'air			Propension à fuir le long des joints et raccords
Plage d'inflammabilité très étendue	Limites inférieure (LII) et supérieure (LSI) d'inflammabilité dans l'air	4 → 75% vol (0°C, 1 bar)	5 → 17% pour le CH ₄ 2 → 9% pour propane 1 → 7% pour essence	Une atmosphère n'est pas inflammable en dessous de 4% d'H ₂ . Cette limite est plus élevée que pour beaucoup d'hydrocarbures		Volumes d'ATEX plus étendus en cas de fuite (vers les mélanges riches en hydrogène)
Très sensible à l'inflammation	Energie minimale d'inflammation (EMI) dans l'air	17 µJ (stoechiométrie)	280 µJ pour le CH ₄ 240 µJ pour essence			Des sources d'inflammation de très faible énergie peuvent enflammer l'hydrogène. Inflammation "spontanée" possible
Température d'auto-inflammation assez élevée	Température d'auto-inflammation	565°C	535°C pour CH ₄ 250°C pour essence	Moindre capacité de l'H ₂ à s'auto-enflammer sous l'effet d'un chauffage volumique par rapport à d'autres gaz		
Gaz difficile à inerte	Concentration limite en oxygène	4,5% (20°C, 1 bar)	11,5% pour CH ₄ 10,7% pour propane			Risque d'inflammation en cas d'entrée d'air accidentelle dans un équipement hydrogène
Propension à s'échauffer à la détente	T° d'inversion de Joule-Thomson (1 bar)	-71 °C	735°C pour CH ₄	Pas de prise en glace des vannes en cas de fuite		Favorise légèrement l'inflammation en cas de fuite sous pression
Flamme quasi-invisible	Pics de rayonnement	310 nm (UV) 2950 nm (IR)	Absence de carbone contrairement au CH ₄			Risque de traversée de flammes
Flamme peu rayonnante	Fraction radiative	~0,1	~0,3 pour CH ₄	Limite la propagation d'incendies par effet thermique		Une personne peut s'approcher très près d'une flamme sans en ressentir la chaleur
Flamme très chaude	Température adiabatique de flamme	2130°C	1953°C pour GN 945°C pour essence			Risque de brûlures graves en cas de traversée de flamme
Flamme pouvant cheminer dans de petits interstices	Interstice expérimental maximal de sécurité (IEMS)	0,29 mm	0,92 pour propane 1,14 pour CH ₄			Risque de propagation de flammes à travers des équipements mal protégés
Capacité à enflammer des micro-fuites	Débit massique minimal d'extinction de flamme	~1 µg/s	~10 µg/s pour CH ₄			Risque de flammes non détectées pouvant aggraver des composants ou amorcer un feu en cas de fuite accidentelle
Pas d'émissions directes de CO ₂ à la conversion ou à la combustion	Formule chimique	H ₂	C _x H _y pour hydrocarbures		Bénéfique pour le climat (hors considération des émissions indirectes)	
Vitesse de combustion rapide	Vitesse fondamentale de flamme	3,3 m/s	0,4 m/s pour CH ₄			Propice aux explosions violentes : peut détoner plus facilement que les autres gaz
Modifie peu les propriétés du gaz naturel jusqu'à des proportions assez élevées	Plage d'inflammabilité - CLO - EMI - IEMS - p _{max} - (dp/dt) _{max}	Peu modifiées jusqu'à 50% d'H ₂	par rapport au CH ₄	Peut être mélangé au gaz naturel jusqu'à des proportions assez élevées sans modifier significativement le risque		

Tableau 1 : Les principales propriétés de l'hydrogène et leur impact sur la sécurité

2.2 QU'EST-CE QUE L'HYDROGENE ?

2.2.1 La molécule d'hydrogène

L'hydrogène (H), découvert en 1766 par Henri Cavendish et baptisé « hydrogène » en 1783 par Antoine Lavoisier, est le plus simple de tous les éléments chimiques : son atome est composé d'un noyau comportant un seul proton¹⁵⁹, autour duquel gravite un électron périphérique. C'est l'élément le plus ancien et le plus abondant dans l'univers : il représente 90% de ses atomes et 75% de sa masse.

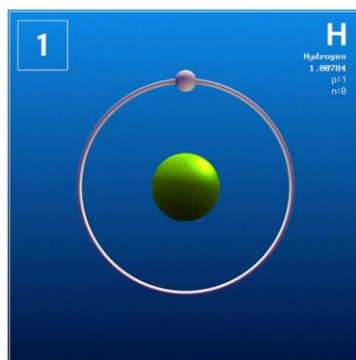


Figure 25 : Structure atomique de l'hydrogène¹⁶⁰

Dans la nature, l'hydrogène est présent le plus souvent sous forme de dihydrogène H_2 , molécule associant deux atomes d'hydrogène, dont la masse molaire est de 2,016 g/mol. Par abus de langage, le dihydrogène est aussi appelé « hydrogène » (de la même façon que le dioxygène est appelé « oxygène »). Dans ce document, sauf lorsqu'il est fait explicitement référence à sa forme atomique (H), le terme « hydrogène » désigne la molécule de dihydrogène (H_2). Son numéro CAS est 1333-74-0 et son numéro CE 215-605-7.

La molécule d'hydrogène (comprendre de dihydrogène) existe sous deux formes : ortho-hydrogène et para-hydrogène, selon l'orientation des spins des atomes qui la composent (ortho s'ils sont dans le même sens, para s'ils sont en sens opposés). A température ambiante, l'hydrogène est constitué de 75% d'ortho-hydrogène et de 25% de para-hydrogène. A l'état liquide, l'hydrogène est composé quasi-exclusivement (99,8%) de para-hydrogène. Le passage de la forme ortho- à para- est associé à un fort dégagement de chaleur (environ 700 kJ/kg), rendant la liquéfaction de l'hydrogène extrêmement coûteuse sur le plan énergétique (entre 10-20 kWh/kg¹⁶¹)

2.2.2 Les états thermodynamiques de l'hydrogène

Dans la plupart des conditions de pression et de température, l'hydrogène est à l'état gazeux (Figure 26). En effet, il faut refroidir l'hydrogène à $-253^{\circ}C$, à pression atmosphérique, pour que celui-ci passe en phase liquide, sachant que contrairement à d'autres gaz (propane par exemple), l'hydrogène ne peut pas être rendu liquide par la seule compression. Ce point de condensation (ou point d'ébullition)¹⁶² très bas de l'hydrogène, est bien inférieur à celui du méthane ($-161^{\circ}C$) ou du propane ($-42^{\circ}C$). Seul l'hélium a un point de condensation inférieur à celui de l'hydrogène ($-269^{\circ}C$).

¹⁵⁹ L'isotope de l'hydrogène le plus abondant dans la nature (99,98%) est le protium (^1_1H), dont le noyau n'est composé que d'un proton. Les autres isotopes sont le deutérium (^2_1H), dont le noyau est composé d'un proton et un neutron (présent à hauteur d'environ 0,015%) et le tritium (^3_1H), dont le noyau compte un proton et deux neutrons (présent sous forme de traces).

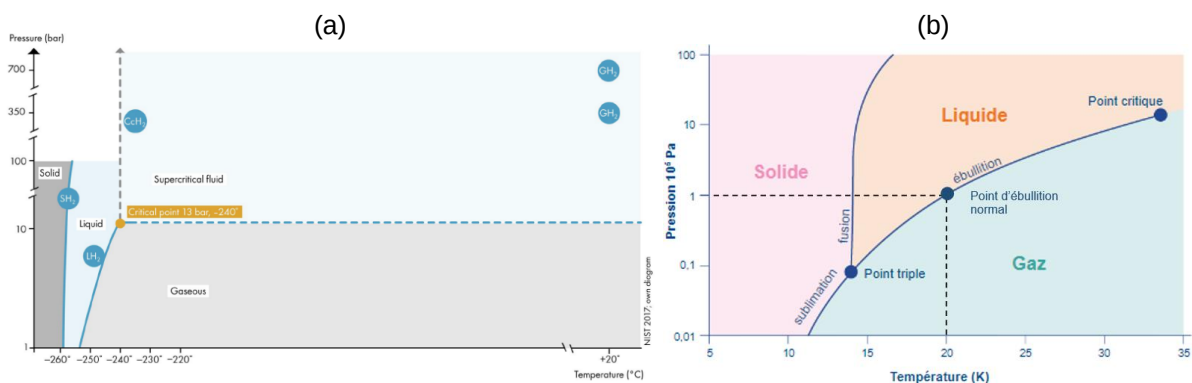
¹⁶⁰ Tae, C. (2021). *Hydrogen Safety: Let's Clear the Air*. NRDC, 14 janv. <https://www.nrdc.org/bio/christian-tae/hydrogen-safety-lets-clear-air>

¹⁶¹ US Department of Energy (2019) DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/19001_hydrogen_liquefaction_costs.pdf?Status=Master

¹⁶² Dans ce document, est appelé point de condensation (ou point d'ébullition) le point de condensation « normal », c'est-à-dire correspondant à une pression atmosphérique.

Amener l'hydrogène à l'état liquide est donc très coûteux en énergie, car il faut d'une part abaisser la température jusqu'au point d'ébullition, et d'autre part, éliminer la chaleur dégagée par la condensation de l'hydrogène, qui est un processus fortement exothermique. Typiquement, le processus de liquéfaction de l'hydrogène induit une perte d'énergie d'environ 20 à 40% (~ 11 kWh/kg). C'est un processus très lent, qui peut prendre plusieurs jours, sauf s'il est accéléré par un catalyseur.

Le corolaire de cette température d'ébullition très basse est que l'hydrogène liquide s'évapore facilement dès lors qu'il est exposé à une température ambiante. Le rapport volumétrique entre l'hydrogène liquide et l'hydrogène gazeux à température ambiante étant d'environ 1/830 (Figure 37b), cette vaporisation peut entraîner des pressions très élevées (dépassant le millier de bars) si elle a lieu dans un espace confiné.



Le passage de l'hydrogène à l'état solide est encore plus difficile à obtenir : il faut pour cela le refroidir à -259°C (1 bar). Hormis pour certaines applications très spécifiques, l'hydrogène n'est pas utilisé sous forme solide dans l'industrie.

En revanche, un état de l'hydrogène qui suscite de plus en plus d'intérêt est l'état « supercritique », c'est-à-dire situé au-delà de 13 bar et de -240°C (33°K). Dans cet état, aussi appelé « cryocomprimé », l'hydrogène a une densité équivalente, voire supérieure à celle de l'hydrogène liquide (Figure 37), tout en limitant les inconvénients de ce dernier, notamment les pertes par évaporation. Les applications développées en hydrogène cryocomprimé mettent en œuvre l'hydrogène à une pression de l'ordre de 300 bar et à une température d'environ -220°C¹⁶⁵. Comme la liquéfaction, la cryocompression est très énergivore.

2.2.3 L'hydrogène est-il un gaz parfait ?

Jusqu'à une pression d'environ 100 à 200 bar, le comportement thermodynamique de l'hydrogène reste assez proche de celui d'un gaz parfait. Il peut donc être décrit par l'équation :

$$P V = n R T \quad (1a) \quad \text{ou} \quad P = \frac{\rho}{M} R T \quad (1b)$$

où P est la pression (Pa), T est la température (K), n la quantité de gaz (moles), V le volume de gaz (m^3), ρ sa masse volumique (kg/m^3), M sa masse molaire ($2,016 \cdot 10^{-3} \text{ kg/mol}$ dans le cas de l'hydrogène) et R la constante des gaz parfaits ($8,314 \text{ Pa} \cdot m^3 \cdot mol^{-1} \cdot K^{-1}$).

¹⁶³ Bernard, L., Houssin, D., Jallais, S., Jordan, T., & Cirrone, D. (2021). *PREHSLY deliverable 6.2: Novel guidelines for safe design and operation of LH2 systems and infrastructure* https://hysafe.info/wp-content/uploads/sites/3/2021/05/PRESLHY_D6.2_novelguidelines.pdf

¹⁶⁴ Hysafe. (2007). Biennial report on hydrogen safety - Chapter I: Hydrogen fundamentals http://www.hysafe.net/download/1196/BRHS_Chap1_V1p2.pdf

¹⁶⁵ Voir par exemple <https://www.compositesworld.com/news/cryomotive-to-manufacture-first-cryogras-hydrogen-storage-vessels-using-mikrosam-winder>

A plus haute pression, le comportement de l'hydrogène s'éloigne significativement de celui d'un gaz parfait (Figure 27). Plusieurs équations d'état ont été proposées pour décrire le comportement de l'hydrogène à haute pression :

- la loi des gaz réels (Van der Waals)¹⁶⁶ :

$$\left(P + a \frac{n^2}{V^2}\right)(V - nb) = nRT \quad (2a) \quad \text{ou} \quad \left(P + a \frac{\rho^2}{M^2}\right)\left(1 - \frac{\rho}{M}b\right) = RT \quad (2b)$$

- la loi d'Abel-Noble¹⁶⁷ :

$$P(V - nb) = nRT \quad (3a) \quad \text{ou} \quad P\left(1 - \frac{\rho}{M}b\right) = \frac{\rho}{M}RT \quad (3b)$$

où $a = 0,0245 \text{ Pa.m}^6.\text{mol}^{-2}$ et $b = 2,65.10^{-5} \text{ m}^3.\text{mol}^{-1}$ dans le cas de l'hydrogène.

Les expériences de rejets d'hydrogène sous pression ont montré que la loi d'Abel-Noble s'applique avec une certaine justesse¹⁶⁸ même si, à très haute pression, des écarts de 10 à 20% demeurent entre ce modèle et le comportement réel de l'hydrogène (Figure 27).

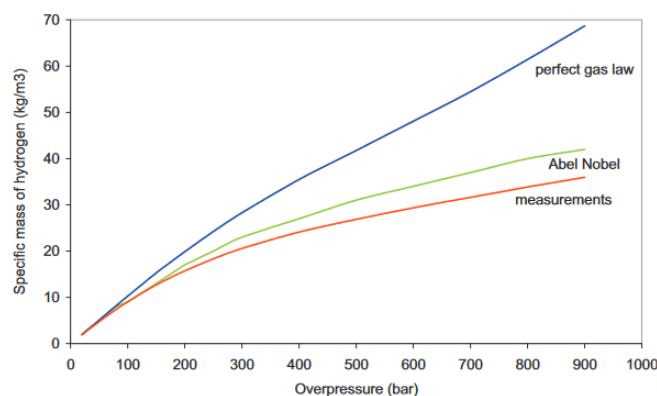


Figure 27 : Comparaison entre la relation densité-pression mesurée à partir d'essais de rejets d'hydrogène sous pression et celle calculée à partir de la relation d'Abel-Noble¹⁶⁹

Sur un plan pratique, il est intéressant de noter que la compressibilité de l'hydrogène diminue avec la pression (Figure 27). Autrement dit, plus la pression augmente, moins il est intéressant de comprimer l'hydrogène. Pour chaque technologie, il y a donc un optimum économique à trouver entre le coût de la compression et le bénéfice apporté en termes de compacité.

2.3 L'HYDROGENE EST-IL PERCEPTIBLE PAR LES SENS ?

2.3.1 Un gaz imperceptible par l'être humain

L'hydrogène, sous forme gazeuse, est quasiment imperceptible par l'être humain : il est incolore, inodore, insipide, non toxique et non corrosif.

En outre, contrairement au gaz naturel, il est difficile de l'odoriser. En effet, les molécules organiques habituellement ajoutées au gaz naturel pour l'odoriser (mercaptan) sont mal supportées par les piles à combustibles, qui sont très sensibles aux impuretés. D'autre part, du fait de sa flottabilité et de sa diffusivité élevées dans l'air, l'hydrogène a tendance à s'éloigner de la source d'une fuite plus rapidement que les substances odorantes, retardant ainsi sa détection. L'hydrogène peut également

¹⁶⁶ http://www.lrcb.ch/litterature/van_der_waals.pdf

¹⁶⁷ Schefer, R. W., Houf, W. G., Williams, T. C., Bourne, B., & Colton, J. (2007). Characterization of high-pressure, underexpanded hydrogen-jet flames. *International Journal of Hydrogen Energy*, 32(12), 2081-2093. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2006.08.037>

¹⁶⁸ San Marchi et al. (2007) Permeability, solubility and diffusivity of hydrogen isotopes in stainless at high-pressures, *Int. J. Hydrogen Energy*, 32, 1, pp. 100-116, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2006.05.008>

¹⁶⁹ Proust, C., Jamois, D., & Studer, E. (2011). High pressure hydrogen fires. *International Journal of Hydrogen Energy*, 36(3), 2367-2373. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.04.055>

migrer/fuir par des ouvertures de très petite taille, par lesquelles des substances odorantes ne peuvent pas nécessairement passer.

La détection de l'hydrogène nécessite donc des dispositifs instrumentés.

Le seul signe potentiel d'une fuite d'hydrogène est le son émis par la fuite qui, à partir d'un certain débit (typiquement quelques g/sec), peut devenir audible, voire très fort. Pour illustration, une fuite d'hydrogène sous 200 bar par un orifice de 4 mm produit un son de l'ordre de 130 dB à 1,5 mètre¹⁷⁰, pouvant d'ailleurs occasionner un risque acoustique. Toutefois, l'oreille humaine ne peut détecter que des fuites relativement importantes et dans des conditions d'environnement peu bruyant.

Sous forme liquide, l'hydrogène est également inodore et incolore, avec une teinte légèrement bleutée. S'agissant d'un fluide cryogénique¹⁷¹, il est facilement visible en cas de fuite, du fait de la condensation de l'eau et de l'épais brouillard qu'il tend à générer (Figure 141a).

2.3.2 Une flamme invisible et peu rayonnante

Une flamme d'hydrogène est quasiment invisible à la lumière du jour (Figure 28a). En effet, elle émet essentiellement dans les domaines ultraviolet UV (pic à 310 nm) et infra-rouge IR (pic à 2950 nm) (Figure 29a). D'autre part, ne contenant pas de carbone, sa combustion n'émet pas de suies.

Dans un contexte d'accident, sa visibilité peut toutefois être accrue par la présence d'impuretés entraînées dans la flamme, notamment si le jet a un fort débit : vapeur d'eau de combustion, poussières environnantes, particules de matière arrachées à l'équipement et entraînées dans le jet. La flamme peut alors prendre une coloration orangée, d'autant plus visible que l'environnement est sombre (Figure 28b).



Figure 28 : (a) Flamme d'hydrogène en plein jour¹⁷² (b) Flamme d'hydrogène haut-débit dans un environnement sombre¹⁶⁹ (pression de rejet : 900 bar, orifice : 3 mm, longueur de flamme : 7 m)

¹⁷⁰ Direction générale de la sécurité civile et de la gestion des crises, Bureau de la doctrine, de la formation et des équipements. (2013). *Note d'information opérationnelle (NIO) : Risque hydrogène*. https://crd.ensosp.fr/doc_num.php?explnum_id=18374

¹⁷¹ Sont qualifiés de « cryogéniques » les fluides dont la température est inférieure à -73°C (HYRESPONDER, cours 2 https://hyresponder.eu/wp-content/uploads/2023/07/Cours2_HyResponder_Niveau4_FR.pdf).

¹⁷² Elmore et al. (2009) Hydrogen emergency response training for first responders, International Conference on Hydrogen Safety, San Sebastian (Spain).

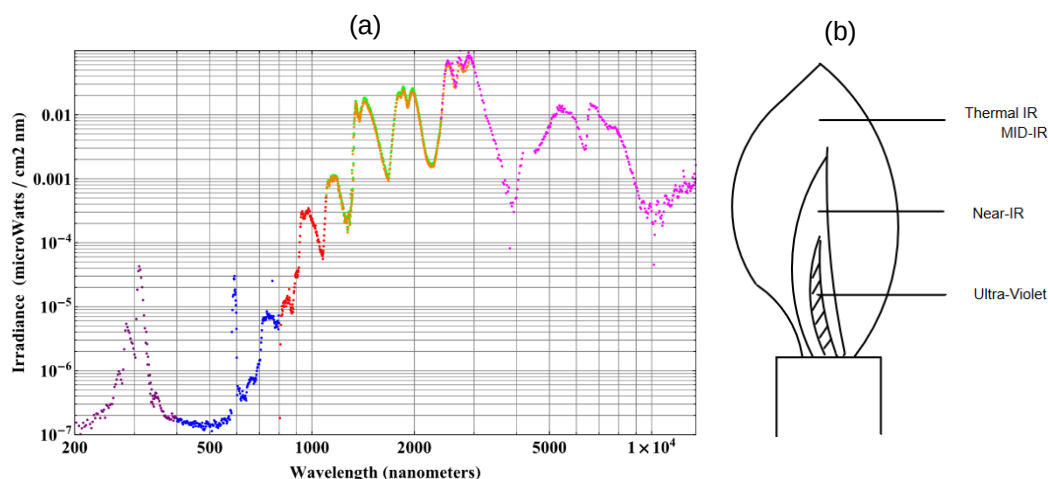


Figure 29 : Spectre de rayonnement d'une flamme d'hydrogène (a) Irradiance en fonction de la longueur d'onde¹⁷³ (b) composants principaux de la flamme¹⁷⁴

D'autre part, la flamme d'hydrogène rayonne peu : sa [fraction radiative](#) est de l'ordre de 0,1, c'est-à-dire trois fois inférieure à celle du méthane¹⁶⁷. Cette faible radiation a l'avantage de limiter le risque de propagation d'un incendie par effet thermique. En revanche, elle permet de s'approcher très près d'une flamme d'hydrogène sans en ressentir la chaleur.

Cette double particularité, quasi-invisibilité et faible rayonnement, fait qu'il existe un fort risque de traverser une flamme d'hydrogène. C'est pourquoi les services de secours qui interviennent sur des feux d'hydrogène doivent s'équiper de [caméras UV et IR](#).

Il faut souligner, de surcroît, que la flamme d'hydrogène est particulièrement chaude. Sa température adiabatique, c'est-à-dire sa température théorique maximale, est supérieure à 2 100°C dans l'air (Figure 30) et en oxy-combustion (dans l'oxygène pur), elle peut dépasser 2 800°C¹⁷⁴. Ces températures placent l'hydrogène parmi les gaz dont la température de flamme est la plus élevée (Figure 30). En conditions réelles, néanmoins, les échanges de chaleur par rayonnement ou par convection avec l'extérieur font qu'un jet enflammé, même en cœur de flamme, a une température plus proche de 1 800°C voire moins¹⁶⁹.

¹⁷³ Arens, E. E., Youngquist, R. C., & Starr, S. O. (2014). Intensity calibrated hydrogen flame spectrum. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(17), 9545-9551. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.04.043>

¹⁷⁴ NASA. (1997). *Safety standard for Hydrogen and Hydrogen Systems* (NSS 1740.16). American National Standard. <https://ntrs.nasa.gov/api/citations/19970033338/downloads/19970033338.pdf>

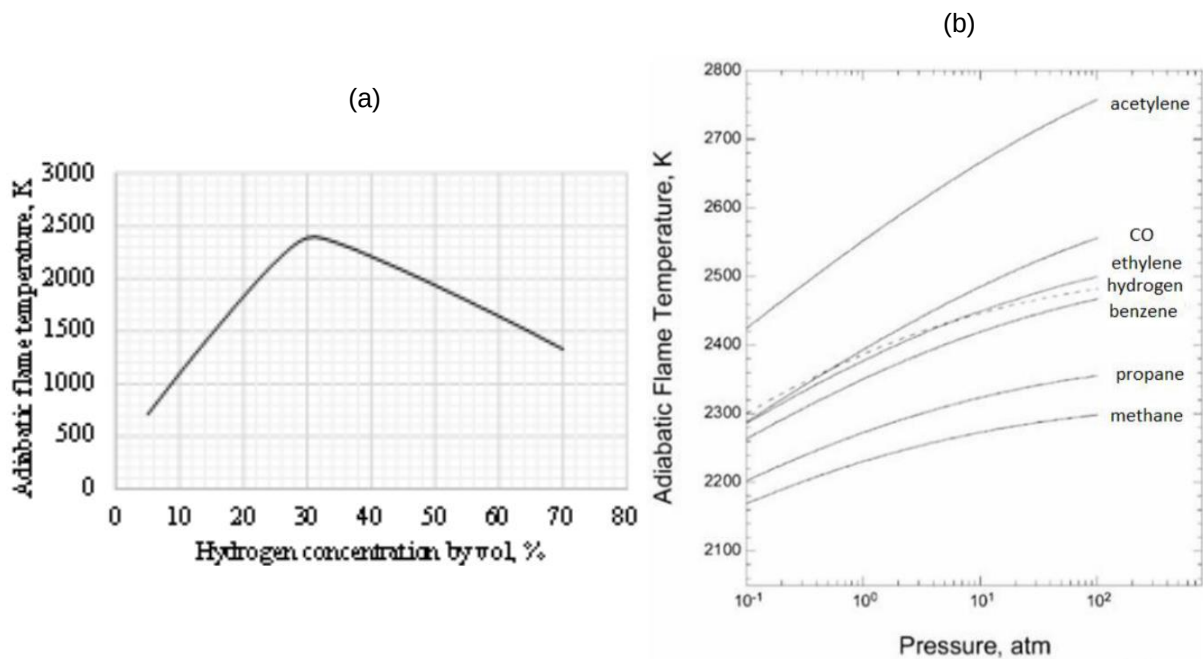


Figure 30 : Température adiabatique d'une flamme de l'hydrogène dans l'air (a) en fonction de la concentration en hydrogène (b) en fonction de la pression et comparée à d'autres gaz dans les conditions stœchiométriques¹⁶³

2.4 L'HYDROGENE A-T-IL UNE FORTE DENSITE ENERGETIQUE ?

L'hydrogène est souvent considéré comme une molécule très énergétique. C'est à la fois vrai et faux, selon que l'on raisonne par unité de masse ou par unité de volume.

2.4.1 Une forte densité énergétique massique

A poids égal, l'hydrogène est le carburant qui contient le plus d'énergie. Sa densité énergétique massique¹⁷⁵ est de 120 MJ/kg (33,3 kWh/kg) si l'on se base sur son pouvoir calorifique inférieur (PCI) et de 142 MJ/kg (39,4 kWh/kg) si l'on se base sur son pouvoir calorifique supérieur (PCS). Il contient 2,5 fois plus d'énergie au kilo que le méthane (50 MJ/kg) ou l'essence (45 MJ/kg) et 120 fois plus d'énergie au kilo que les plus grosses batteries lithium-ion (1 MJ/kg)¹⁷⁶ (Figure 31). Pour des applications dans lesquelles le poids embarqué doit être maîtrisé, notamment dans la mobilité lourde, c'est une caractéristique intéressante de l'hydrogène. Dans une démarche comparative, il faut toutefois ajouter au poids de l'hydrogène celui du système de stockage, qui peut être lourd.

¹⁷⁵ Aussi appelée « énergie spécifique ».

¹⁷⁶ Les plus grosses batteries lithium-ion ont une densité énergétique massique d'environ 260 Wh/kg (soit 1 MJ/kg) et une densité énergétique volumique d'environ 400 Wh/L (soit 1,5 MJ/L) <https://etekware.com/fr/energy-density-lithium-ion-battery/>

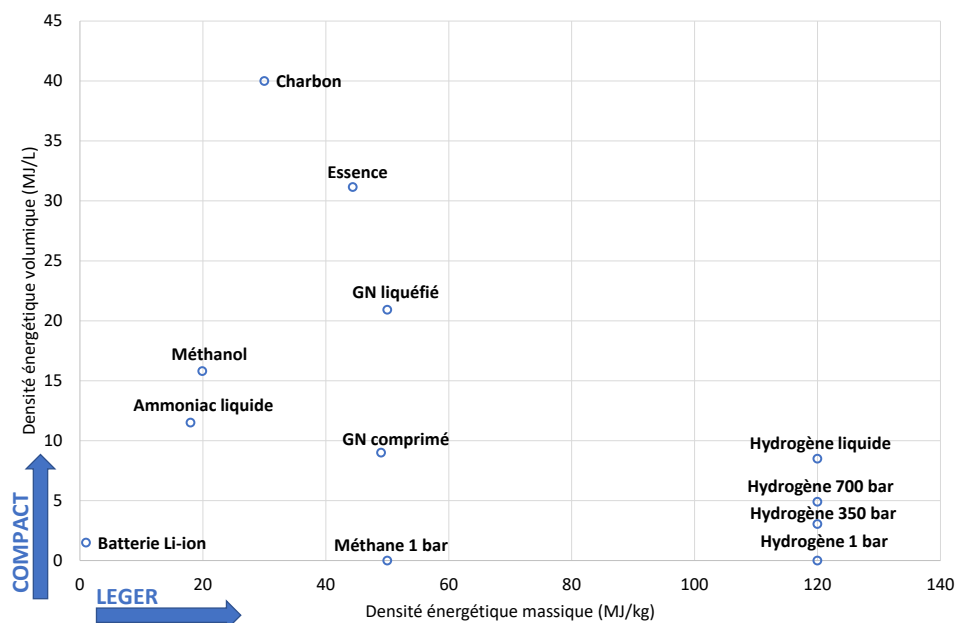


Figure 31 : Pouvoir calorifique inférieur massique et volumique de différents combustibles¹⁷⁷

2.4.2 Une faible densité énergétique volumique

Dans beaucoup d'applications, ce n'est pas le poids mais le volume disponible pour le stockage d'énergie qui constitue la principale contrainte. Or, du fait qu'il est très léger, l'hydrogène contient peu d'énergie par unité de volume. Dans les conditions ambiantes (1 bar, 20°C), 1 m³ d'hydrogène contient 11 MJ ; c'est 3 fois moins que le méthane (35 MJ/m³) et 3 000 fois moins que l'essence (33750 MJ/m³) (Figure 32). Même comprimé à 700 bar ou porté à l'état liquide (-253°C), l'hydrogène est respectivement 6 et 4 fois moins énergétique que l'essence¹⁷⁸. L'hydrogène est donc une énergie encombrante par rapport aux énergies fossiles, mais qui reste malgré tout trois fois plus compacte, à 700 bar, que les plus grosses batteries Lithium-ion (Figure 31).

¹⁷⁷ Adapté de Richel, A. (2022). L'ammoniac liquide: Un carburant vert pour le secteur du transport? <http://www.chem4us.be/energie/lammoniac/> et de ADEME. (2015). *Guide d'information sur les risques et les mesures de sécurité liés à la production décentralisée d'hydrogène*. <https://www.actu-environnement.com/media/pdf/news-24903-securite-production-decentralisee-hydrogene.pdf>

¹⁷⁸ Autrement dit, Pour apporter la même énergie qu'1L d'essence, il faut 10L d'hydrogène à 350 bar, 6L d'hydrogène à 700 bar ou 3,5L d'hydrogène liquide.

Hydrogène	Essence
	
Conditions Ambiantes de Température et de Pression (CATP)	
État gazeux	État liquide
Masse volumique	
0,09 kg/m ³	750 kg/m ³
Énergie libérée	
1 kg = 120 MJ	1 kg = 45 MJ
Densité énergétique	
11 MJ/m ³	33 750 MJ/m ³

Figure 32 : Comparaison des densités énergétiques (massique et volumique) de l'hydrogène et de l'essence

2.5 L'HYDROGENE PEUT-IL FUIR PLUS FACILEMENT QUE D'AUTRES GAZ ?

L'hydrogène a une propension plus importante à fuir que les autres gaz. Ceci est lié d'une part, à la petite taille de sa molécule, qui lui permet de diffuser facilement à travers les matériaux et, d'autre part, au fait qu'en réagissant avec les matériaux, l'hydrogène peut les fragiliser.

2.5.1 Une facilité à diffuser à travers les matériaux

La molécule d'hydrogène est de petite taille (< 100 pm). De ce fait, l'hydrogène peut facilement diffuser à travers les matériaux qui composent les systèmes hydrogène, qu'ils soient métalliques ou en polymères. Les processus de diffusion mettent en jeu une adsorption et une dissociation des molécules à la surface du matériau, une diffusion sous forme atomique au travers du matériau, puis une réassociation et une désorption sur la face opposée (Figure 33).

Ces fuites continues, irréductibles, sont qualifiées de fuites par perméation. Bien qu'elles soient plus importantes dans le cas de l'hydrogène que pour d'autres gaz (1,3 à 2,8 fois plus que pour le méthane par exemple¹⁷⁹), elles restent d'un débit extrêmement faible : de l'ordre de 10⁻⁷ à 10⁻⁶ m³/h par litre de capacité d'équipement, soit environ 10⁻⁶-10⁻⁵ g/s pour un réservoir de 170 L^{180,181}. Ces débits ne sont pas, en général, de nature à créer une [atmosphère explosive](#).

¹⁷⁹ Rigas, F & Amyotte, P. (2013) Myths and Facts about Hydrogen Hazards <https://www.aidic.it/cet/13/31/153.pdf>

¹⁸⁰ Hyresponder (2023) Cours 7 Libérations d'hydrogène non enflammées à l'extérieur et leur atténuation NIVEAU IV https://hyresponder.eu/wp-content/uploads/2023/07/Cours7_HyResponder_Niveau4_FR.pdf

¹⁸¹ Schefer, R.W. et al. (2006) Characterization of leaks from compressed hydrogen dispensing systems and related components, International Journal of Hydrogen Energy, 31, 9, 1247-1260 <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2005.09.003>

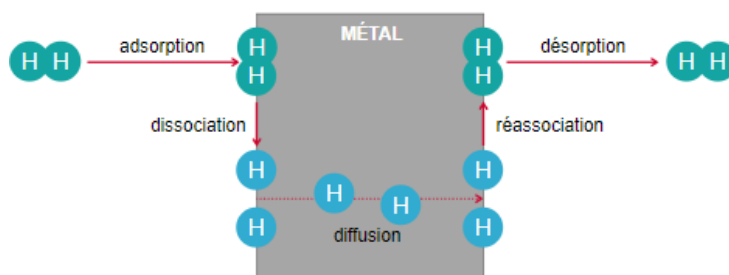


Figure 33 : Processus en jeu lors de la perméation de l'hydrogène à travers un matériau métallique

2.5.2 Une facilité à migrer à travers de très petites ouvertures

Du fait de sa petite taille moléculaire, l'hydrogène a une faible viscosité dynamique¹⁸². Dans les conditions normales de pression et de température, celle-ci est d'environ 8,8 $\mu\text{Pa.s}$, c'est-à-dire inférieure à celle du méthane (10,9 $\mu\text{Pa.s}$) et deux fois plus faible que celle de l'air (18,5 $\mu\text{Pa.s}$). Au point d'ébullition (-253°C, 1 bar), la viscosité dynamique de l'hydrogène gazeux est encore plus faible ($\sim 1 \mu\text{Pa.s}$). Au même point, la viscosité de l'hydrogène liquide est de 13,2 $\mu\text{Pa.s}$, soit dix fois inférieure à celle du méthane (117 $\mu\text{Pa.s}$)¹⁸³.

Il en résulte que l'hydrogène a la capacité de migrer à travers de très petites ouvertures (interfaces, raccords, joints, micro-fissures, etc.). Cette propriété s'ajoute à [sa capacité à diffuser à travers les matériaux proprement dits](#).

2.5.3 Un effet fragilisant sur certains matériaux

La diffusion de l'hydrogène au sein de certains matériaux peut réduire leur ductilité, abaisser leur seuil de résistance à la rupture¹⁸⁴, réduire leur tolérance à la fatigue ou les amener à vieillir prématurément (Figure 34). C'est le phénomène de fragilisation à l'hydrogène (*hydrogen embrittlement*)¹⁸⁵.

¹⁸² La viscosité dynamique décrit la résistance d'un fluide à l'écoulement sous contrainte de cisaillement. A ne pas confondre avec la viscosité cinématique, qui décrit la résistance à l'écoulement sous l'effet de la gravité. La viscosité cinématique de de l'hydrogène (20°C, 1 bar) est d'environ $1,1 \times 10^{-4} \text{ m}^2/\text{s}$, équivalente à celle de l'hélium ($1,2 \times 10^{-4} \text{ m}^2/\text{s}$) et un ordre de grandeur inférieure à celle du méthane ($1,3 \times 10^{-5} \text{ m}^2/\text{s}$) (Fox R.W. & McDonald A.T. *Introduction to fluid mechanics. Fifth ed.*, New York: Wiley; 1998).

¹⁸³ National Institute of Standards and Technology (NIST) <https://webbook.nist.gov/chemistry/liquid/>

¹⁸⁴ Laureys, A., Depraetere, R., Cauwels, M., Depover, T., Hertelé, S., & Verbeken, K. (2022). Use of existing steel pipeline infrastructure for gaseous hydrogen storage and transport: A review of factors affecting hydrogen induced degradation. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 101, 104534. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2022.104534>

¹⁸⁵ Briottet, L. (2022) Comportement mécanique des alliages métalliques pour le stockage et le transport de l'hydrogène gazeux <https://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/materiaux-th11/corrosion-et-vieillessement-phenomenes-et-mecanismes-42371210/comportement-mecanique-des-alliages-metalliques-pour-le-stockage-et-le-transport-de-l-hydrogene-gazeux-m178/>

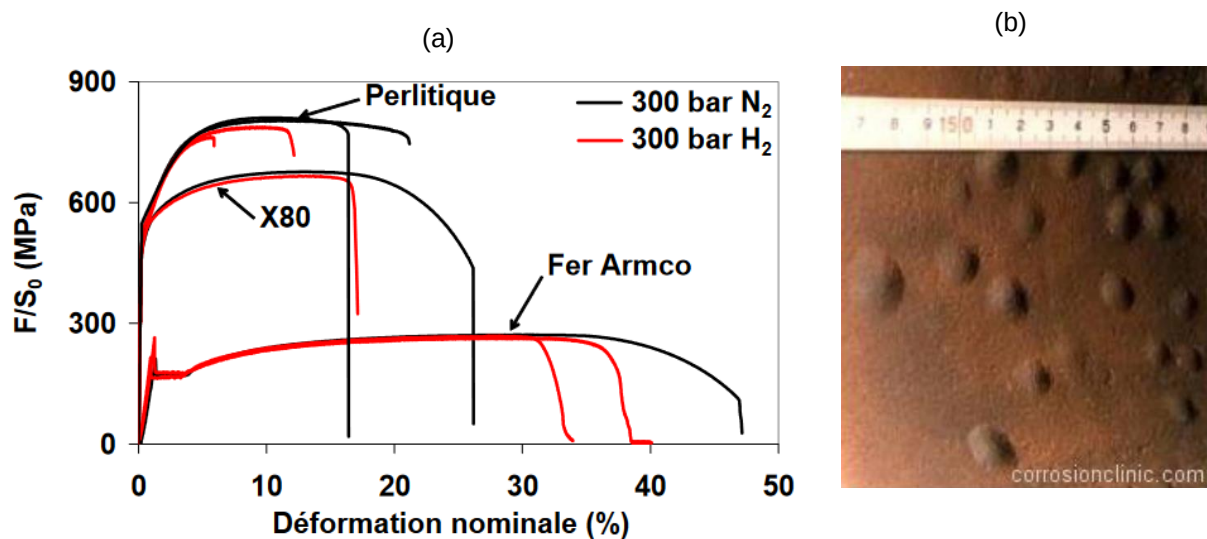


Figure 34 : Exemples d'effets de fragilisation à l'hydrogène (a) perte de résistance lors d'un essai de traction réalisé sous 300 bar d'hydrogène comparé à celui réalisé sous 300 bar d'azote, pour trois aciers différents¹⁸⁶ (b) cloquage induit par des surpressions liées à la recombinaison d'atomes d'hydrogène dans des défauts métalliques¹⁸⁷

Les processus de fragilisation à l'hydrogène sont divers et complexes^{75,76}. Très schématiquement, ils impliquent les étapes suivantes :

- l'adsorption et la dissociation des molécules d'hydrogène à la surface du matériau ;
- l'absorption et la diffusion de l'hydrogène sous forme atomique au sein du matériau ;
- le piégeage des atomes d'hydrogène dans des interstices au sein du réseau atomique (Figure 35)
- leur recombinaison avec d'autres atomes, d'hydrogène ou autres (carbone, soufre, etc.), conduisant à la formation de poches de gaz sous pression (hydrogène, méthane) ou de précipités solides, qui créent des zones de concentrations de contraintes et mènent à l'apparition ou à l'extension de fissures préexistantes.

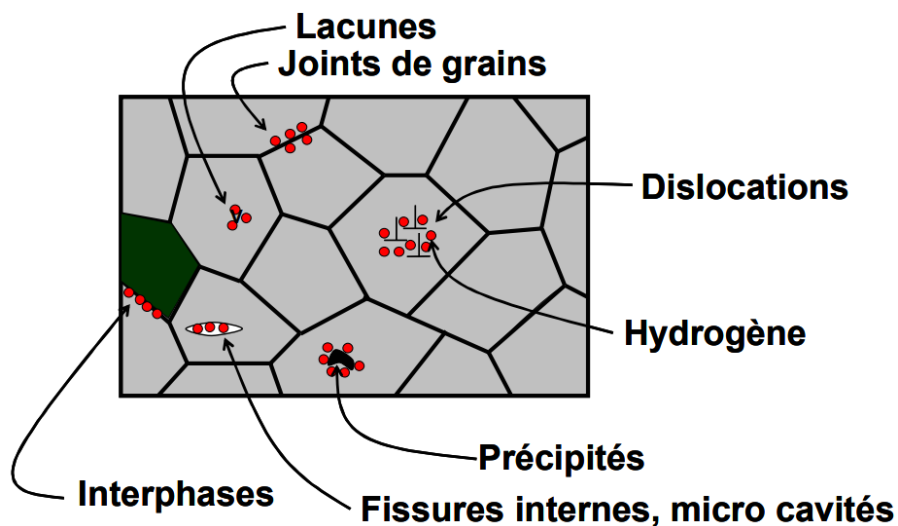


Figure 35 : Illustration des mécanismes de piégeage de l'hydrogène au sein d'un matériau¹⁸⁶

¹⁸⁶ Moro, I. (2009). Fragilisation par l'hydrogène gazeux d'un acier ferrito-perlitique de grade API X80. Thèse. Université Toulouse III - Paul Sabatier. <https://theses.hal.science/tel-04382243v1/file/Moro.pdf>

¹⁸⁷ <https://www.corrosionclinic.com>

La sensibilité des matériaux à la fragilisation par l'hydrogène dépend d'un grand nombre de facteurs tels que la température, la pression, la pureté de l'hydrogène, la durée d'exposition, l'état de contrainte, la fréquence et l'intensité des cycles de pression (dans le cas de la fatigue), la composition du matériau, sa microstructure et ses conditions de surface. La maîtrise de ce risque passe donc, entre autres, par le [choix de matériaux compatibles avec l'hydrogène](#) et par leur utilisation dans des conditions appropriées.

2.6 L'HYDROGENE SE DISPERSÉ-T-IL PLUS RAPIDEMENT DANS L'AIR QUE LES AUTRES GAZ ?

2.6.1 Une molécule très légère

L'hydrogène est le plus léger de tous les gaz. Dans les conditions standard de pression et de température (1 bar, 0°C), sa masse volumique est d'environ 0,09 kg/m³, c'est-à-dire qu'1 kg d'hydrogène occupe environ 11 m³. L'hydrogène est ainsi 2 fois plus léger que l'hélium, 7 fois plus léger que le méthane et 14 fois plus léger que l'air (Figure 36).

En milieu ouvert ou semi-confiné, cette flottabilité record de l'hydrogène lui permet, en cas de fuite modérée, de [s'élever rapidement dans l'air](#), à des vitesses allant de 1 à 9 m/s¹⁸⁸ puis de moins en moins vite au fur à mesure que l'hydrogène se dilue dans l'air et que la masse volumique du mélange hydrogène-air s'approche de celle de l'air. La dilution qui accompagne ce mouvement ascensionnel conduit l'hydrogène à atteindre très vite une concentration inférieure à son seuil d'inflammabilité ([LIE](#)).

En milieu confiné, dans le même scénario, l'hydrogène va s'élever dans les parties hautes, où il peut éventuellement s'accumuler si la fuite est importante par rapport à la capacité de la ventilation à l'évacuer.

Notons que cette flottabilité de l'hydrogène est valable dans un large domaine de pressions et de températures, mais n'est plus vérifiée à très basse température (Figure 37).

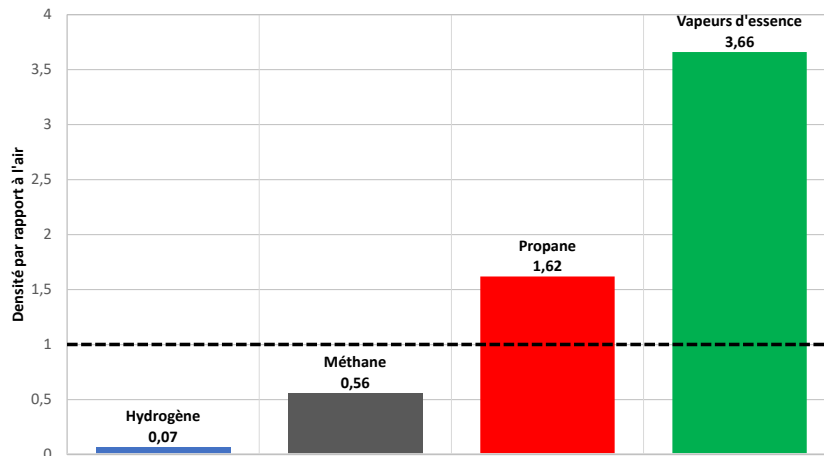


Figure 36 : Densité de l'hydrogène par rapport à l'air comparée avec celle d'autres gaz

A l'état liquide, l'hydrogène est également le plus léger de tous les gaz liquéfiés : 1 L d'hydrogène liquide ne pèse que 70 g : ce qui est 6 à 7 fois plus léger que le gaz naturel liquéfié et 14 fois plus léger que

¹⁸⁸ American Institute of Aeronautics and Astronautics (Éd.). (2017). Guide to Safety of Hydrogen and Hydrogen Systems (ANSI/AIAA G-095A-2017). American Institute of Aeronautics and Astronautics, Inc. <https://doi.org/10.2514/4.105197>

l'eau. A l'état [cryocomprimé](#), l'hydrogène reste très léger, même si sa masse volumique (87 kg/m^3 à -253°C et 240 bar ¹⁸⁹) dépasse un peu celle de l'hydrogène liquide (Figure 37).

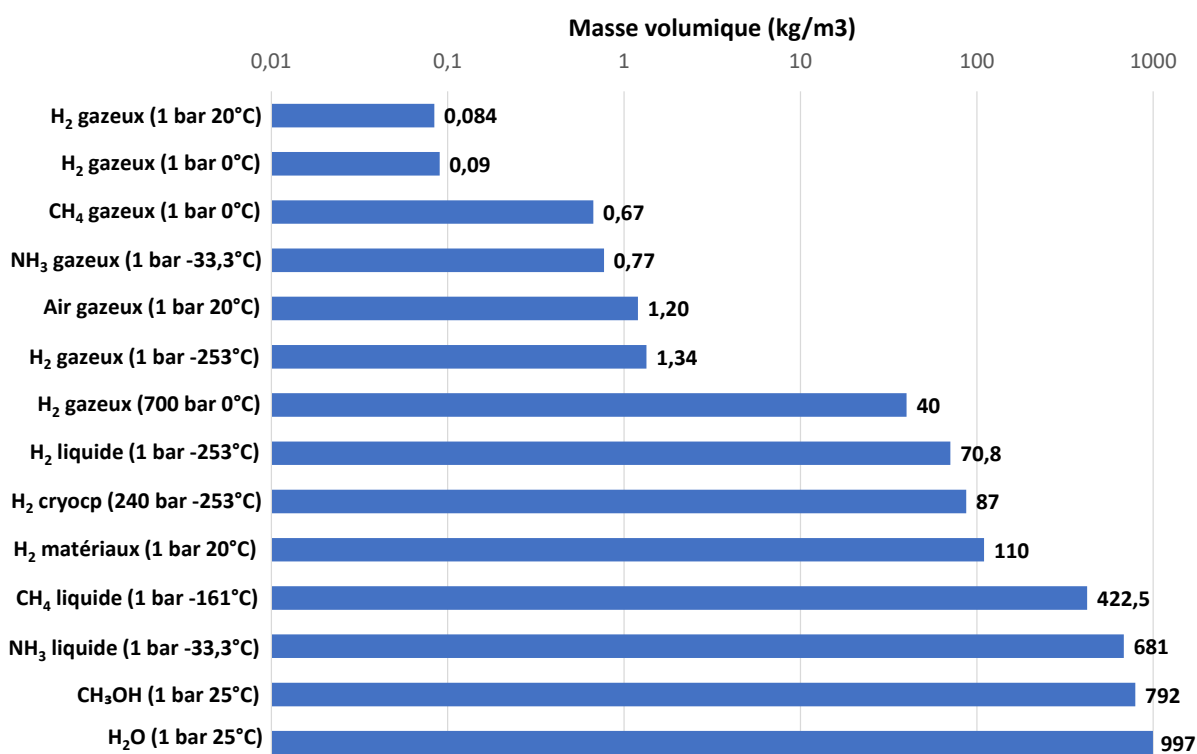


Figure 37 : Masse volumique de l'hydrogène en fonction de la pression et de la température (a) positionnement par rapport aux différentes formes de stockage et (b) comparaison avec les masses volumiques du méthane (CH₄), de l'ammoniac (NH₃) et du méthanol (CH₃OH)

2.6.2 Une diffusivité importante dans l'air

Du fait de la petite taille de sa molécule, l'hydrogène gazeux se diffuse rapidement dans l'air. Dans les conditions standard de pression et de température (1 bar, 0°C), son coefficient de diffusion dans l'air ($0,61 \text{ cm}^2/\text{s}$) est 4 fois supérieur à celui du méthane ($0,16 \text{ cm}^2/\text{s}$) et 12 fois supérieur à celui de vapeurs d'essence ($0,05 \text{ cm}^2/\text{s}$).

En cas de fuite en milieu ouvert, la diffusion moléculaire de l'hydrogène est généralement secondaire par rapport aux forces de flottabilité, à la quantité de mouvement liée à la fuite et à la circulation de l'air. En revanche, en milieu fermé, cette diffusivité importante contribue à accélérer l'homogénéisation du mélange hydrogène-air dans le volume considéré.

2.6.3 Un gaz plus lourd que l'air à très basse température

A très basse température, l'hydrogène gazeux devient aussi dense, voire plus dense que l'air. En effet, au point d'ébullition (-253°C , 1 bar), sa masse volumique ($1,34 \text{ kg/m}^3$) dépasse celle de l'air ($1,29 \text{ kg/m}^3$). Cette situation concerne une très petite plage de températures puisque l'hydrogène retrouve une densité inférieure à 1 au-dessus de -251°C (c'est-à-dire seulement 2 degrés au-dessus du point d'ébullition).

¹⁸⁹ Langmi, H. W., Engelbrecht, N., Modisha, P. M., & Bessarabov, D. (2022). Chapter 13—Hydrogen storage. In T. Smolinka & J. Garche (Éds.), *Electrochemical Power Sources: Fundamentals, Systems, and Applications* (p. 455-486). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819424-9.00006-9>

2.7 L'HYDROGENE EST-IL PLUS INFLAMMABLE QUE D'AUTRES GAZ ?

L'hydrogène s'enflamme plus facilement que la plupart des autres gaz. Il rentre dans la catégorie des substances « extrêmement inflammables » (H220) au sens de la classification des substances dangereuses¹⁹⁰. Cette caractéristique tient à deux raisons principales : sa large plage d'inflammabilité et sa forte sensibilité à l'inflammation.

2.7.1 La réaction de combustion de l'hydrogène

La combustion d'un mélange d'hydrogène avec un comburant (air, oxygène) nécessite : 1- que le mélange ait des proportions adéquates, c'est-à-dire qu'il soit dans sa [plage d'inflammabilité](#) et 2- un amorçage de la réaction par une [source d'inflammation](#) d'énergie suffisante (Figure 38). La combustion s'étend alors à l'ensemble du mélange inflammable.

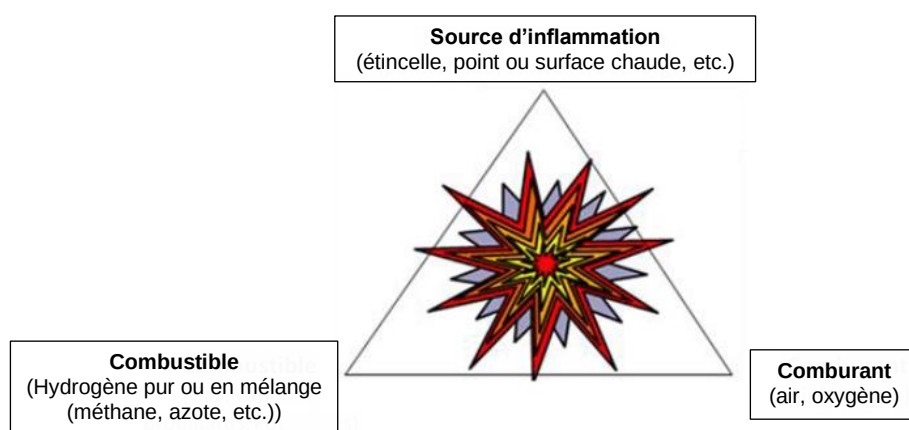


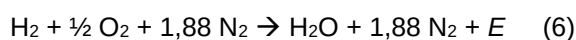
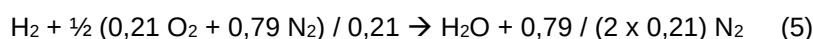
Figure 38 : Triangle du feu de l'hydrogène

Dans le cas d'un mélange hydrogène-oxygène, la réaction de combustion s'écrit :



E étant l'énergie (chaleur) libérée par la réaction.

Dans le cas d'un mélange hydrogène-air et en supposant que l'air est composé à 21% d'oxygène et à 79% d'azote, celle-ci s'écrit :



La stœchiométrie¹⁹¹ est donc obtenue, dans un mélange hydrogène-oxygène, pour une concentration d'hydrogène de 66,6% (2 moles d'hydrogène pour 1 mole d'oxygène) et dans un mélange hydrogène-air, pour une concentration d'hydrogène de 29,5% (2 moles d'hydrogène pour 1 mole d'oxygène et 3,76 moles d'azote).

¹⁹⁰ Règlement 1272/2008 relatif à la classification, à l'étiquetage et à l'emballage des substances et des mélanges (dit règlement CLP) <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=celex%3A32008R1272>

¹⁹¹ Proportion de réactifs pour laquelle la réaction est complète.

2.7.2 Une large plage d'inflammabilité

La plage d'inflammabilité (aussi appelée plage d'explosivité¹⁹²) d'un gaz combustible est la plage de concentrations de ce gaz dans un mélange avec un comburant (air, oxygène, etc.) pour laquelle ce mélange est inflammable. Cette plage est définie par deux limites : une concentration basse appelée limite inférieure d'inflammabilité (LII) ou limite inférieure d'explosivité (LIE) et une concentration haute appelée limite supérieure d'inflammabilité (LSI) ou limite supérieure d'explosivité (LSE)¹⁹³.

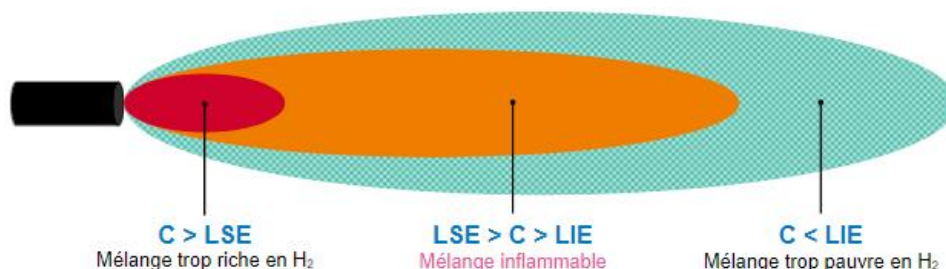


Figure 39 : Illustration de la plage d'inflammabilité d'un gaz combustible

Il existe plusieurs méthodes pour déterminer la LIE et la LSE d'un gaz dans l'air. Deux d'entre elles sont spécifiées dans la norme européenne NF EN 1839¹⁹⁴. En dépit des légères variations liées à la méthode de détermination, la plage d'inflammabilité de l'hydrogène dans l'air s'établit entre 4 % et 75 % (0°C, 1 bar). En comparaison, dans les mêmes conditions, la plage d'inflammabilité du méthane dans l'air se situe entre 5 % et 15 % et celle de vapeurs d'essence entre 1 % et 7 % (Figure 40). Si l'hydrogène est mélangé avec de l'oxygène pur (oxy-combustion), sa plage d'inflammabilité est encore plus étendue : celle-ci va de 4 % à 95 % (Figure 42b).

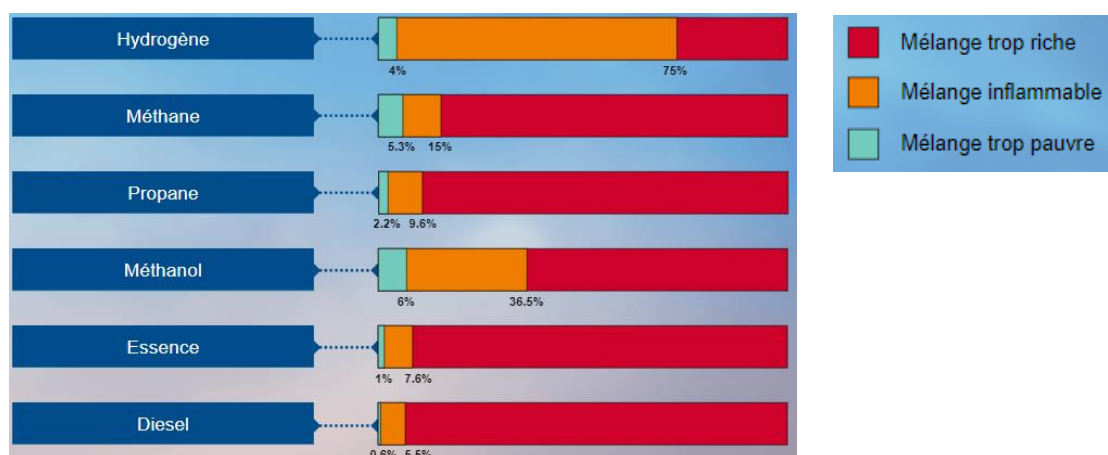


Figure 40 : Plages d'inflammabilité de différents gaz dans l'air dans les conditions standard de température et de pression¹⁹⁵

¹⁹² Dans une approche prudente, qui est celle retenue dans les normes européennes, la zone (ou la plage) d'inflammabilité est aussi considérée comme la zone (ou la plage) d'explosivité. Aux Etats-Unis, la limite inférieure d'explosivité de l'hydrogène est considérée à 8% et non à 4%.

¹⁹³ Norme NF EN ISO/IEC 80079-20-1 Atmosphères explosives – Partie 20-1 : Caractéristiques des produits pour le classement des gaz et des vapeurs – Méthodes et données d'essai

¹⁹⁴ Norme NF EN 1839 Détermination des limites d'explosivité des gaz et vapeurs et détermination de la concentration limite en oxygène (CLO) des gaz et des vapeurs inflammables.

¹⁹⁵ Gexcon, 2022, avril 22. Gexcon Webinar - Hydrogen Hazards : Do you know how to evaluate, manage and mitigate risk? <https://www.youtube.com/watch?v=WvzMuXDqTYk>

La plage d'inflammabilité de l'hydrogène s'élargit linéairement avec la température. A 400°C, l'hydrogène est inflammable dans l'air pour des concentrations comprises entre 1,5 et 87,5 % (Figure 41) tandis qu'à la température d'ébullition (-253°C), la LIE de l'hydrogène est aux alentours de 7,7%¹⁹⁶.

A l'inverse, la plage d'inflammabilité de l'hydrogène dans l'air se réduit lorsque la pression augmente à partir de la pression atmosphérique (Figure 42a). Ainsi, la LIE atteint 6% au-delà de 50 bar et la LSE diminue de manière non monotone, avec un minimum vers 71%. Une tendance assez similaire est observée pour un mélange hydrogène-oxygène (Figure 42b). A l'inverse, pour des pressions sub-atmosphériques, la plage d'inflammabilité de l'hydrogène se réduit lorsque la pression diminue. En-deçà d'une pression de 0,06 bar, il n'est plus possible, expérimentalement, d'enflammer un mélange hydrogène-air¹⁷⁴.

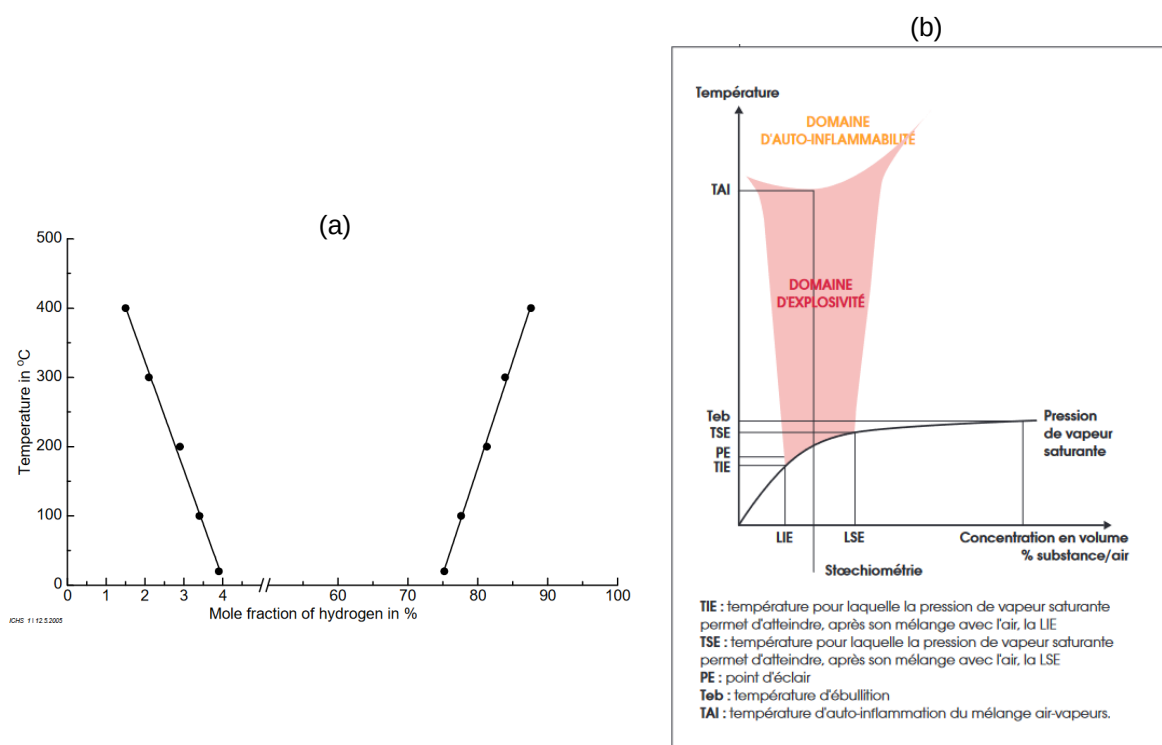


Figure 41 : Influence de la température initiale sur la plage d'inflammabilité de l'hydrogène (a) dans le domaine des températures positives (en °C)¹⁹⁷; (b) sur l'ensemble de la gamme de températures¹⁹⁸

¹⁹⁶ Verfondern et al. (2021) PRESPLY project – Handbook of hydrogen safety: Chapter on LH2 safety https://hysafe.info/wp-content/uploads/sites/3/2021/04/D39_2021-01-PRESPLY_ChapterLH2-v3.pdf

¹⁹⁷ Schroeder, V. & Holtappels, K. (2005). Explosion characteristics of hydrogen-air and hydrogen-oxygen mixtures at elevated pressures. ICHS. <http://conference.ing.unipi.it/ichs2005/Papers/120001.pdf>

¹⁹⁸ Petit, J.-M., & Poyard, J.-L. (2004). Les mélanges explosifs - 1. Gaz et vapeurs. INRS. <https://www.inrs.fr/dms/inrs/CataloguePapier/ED/TI-ED-911/ed911.pdf>

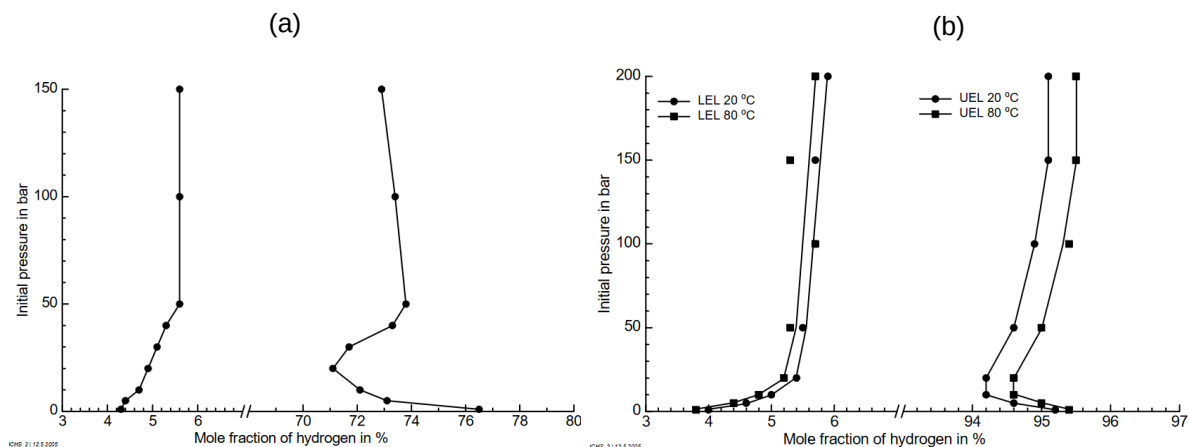


Figure 42 : Influence de la pression initiale sur la plage d'inflammabilité d'un mélange hydrogène-air (a) et d'un mélange hydrogène-oxygène¹⁹⁷

En situation réelle, la plage d'inflammabilité de l'hydrogène dépend aussi d'autres facteurs tels que la nature et l'énergie de la [source d'inflammation](#), la configuration géométrique de la zone où se développe le mélange inflammable¹⁷⁴ ou encore, la direction de rejet. Ainsi, un rejet vers le bas est plus difficile à enflammer qu'un rejet vers le haut¹⁹⁹ (Figure 43).

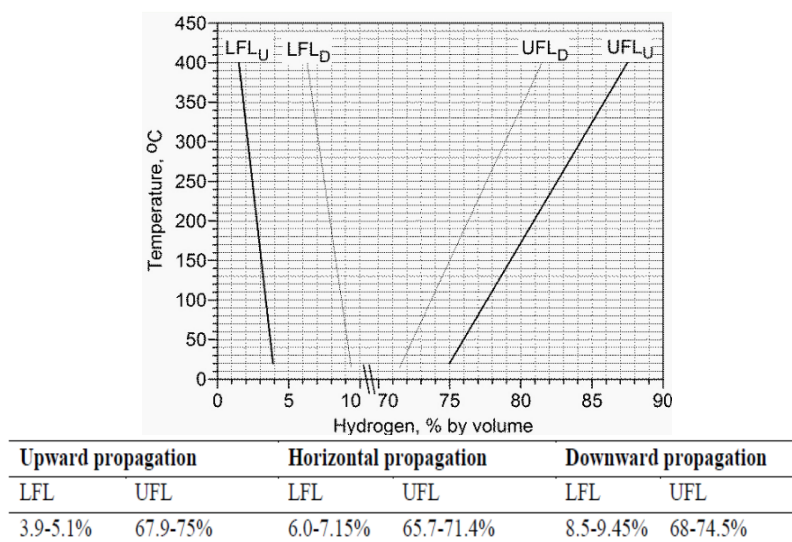


Figure 43 : Influence de la direction de rejet sur la plage d'inflammabilité de l'hydrogène dans l'air²⁰⁰.
LFL = LIE ; UFL = LSE ; U (*upward*) = rejet vers le haut ; D (*downward*) = rejet vers le bas

La large plage d'inflammabilité de l'hydrogène a pour conséquence qu'en cas de fuite d'hydrogène, le nuage explosif généré sera plus grand qu'avec d'autres gaz vers le point de fuite (c'est-à-dire vers les mélanges riches en hydrogène). En revanche, la LIE de l'hydrogène est comparable à celle du méthane (5%) et même plus élevée que celle de nombreux hydrocarbures (Figure 40).

¹⁹⁹ Dans le cas d'une flamme vers le haut, les gaz chauds produits par la combustion s'élèvent du fait qu'ils sont plus légers que l'air ; ils favorisent ainsi l'inflammation des gaz frais situés plus haut. C'est le contraire pour une flamme dirigée vers le bas.

²⁰⁰ Molokov, V. (2012) Fundamentals of hydrogen safety engineering, Part I <https://www.arma.org.au/wp-content/uploads/2017/03/fundamentals-of-hydrogen-safety-engineering-i.pdf> and Part II <https://www.arma.org.au/wp-content/uploads/2017/03/fundamentals-of-hydrogen-safety-engineering-ii.pdf>

2.7.3 Une forte sensibilité à l'inflammation

Au-delà de sa plage d'inflammabilité très étendue, l'hydrogène est très sensible à l'inflammation sur pratiquement toute sa plage d'inflammabilité²⁰¹. Autrement dit, il suffit de très peu d'énergie pour enflammer un mélange inflammable d'hydrogène. La sensibilité d'un gaz à l'inflammation est exprimée par son « énergie minimale d'inflammation » (EMI), c'est-à-dire la plus petite quantité d'énergie qui doit être fournie pour enflammer un mélange de ce gaz avec un oxydant (air, oxygène, etc.).

Cette grandeur est déterminée par un essai normalisé, qui consiste à générer une étincelle électrique entre deux bornes d'un éclateur et à déterminer la plus faible intensité du courant (« courant minimal d'inflammation » ou CMI) pour laquelle le mélange s'enflamme²⁰².

Dans les conditions les plus favorables à l'inflammation, c'est-à-dire proche de la stœchiométrie (29,5% d'hydrogène), l'énergie minimale d'inflammation (EMI) d'un mélange hydrogène-air n'est que de 17 μJ (Figure 44). C'est environ 100 fois moins que l'énergie d'une étincelle de décharge électrostatique à peine ressentie par une personne²⁰³ (Figure 45).

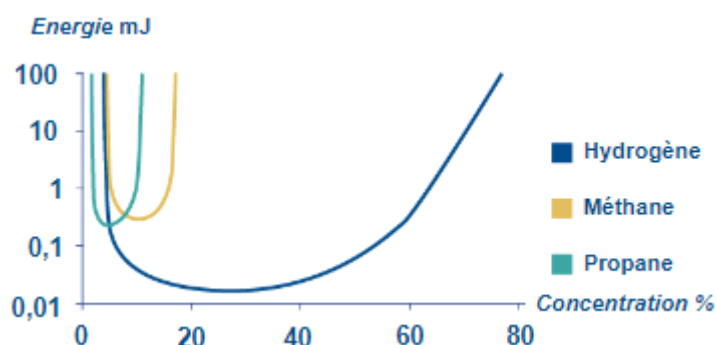


Figure 44 : Energie minimale d'inflammation (EMI) dans l'air de différents gaz

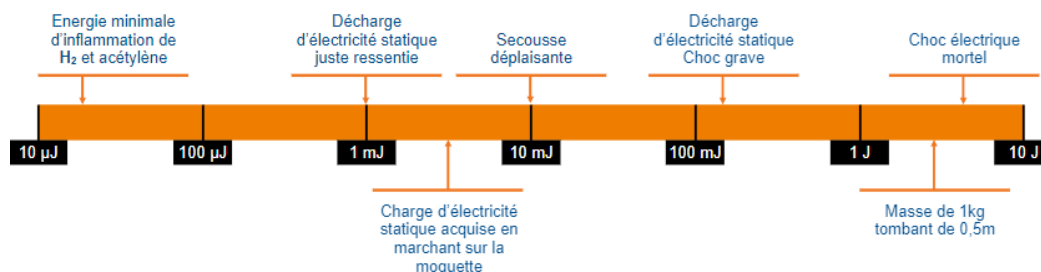


Figure 45 : Comparaison de l'énergie minimale d'inflammation (EMI) de l'hydrogène par rapport au niveau d'énergie de certains phénomènes

Par comparaison avec d'autres gaz, à la stœchiométrie, l'EMI du méthane est de 280 μJ et celle de vapeurs d'essence est de 240 μJ . Dans les conditions les plus favorables, il est donc 16 fois plus facile

²⁰¹ Cirrone, D., Makarov, D., Proust, C., Molkov, V. (2023) Minimum ignition energy of hydrogen-air mixtures at ambient and cryogenic temperatures, Int. J. of Hydrogen Energy, 48, 43 <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.01.115>

²⁰² Le CMI n'est pas exactement l'EMI mais les deux grandeurs sont corrélées

²⁰³ Un être humain est considéré comme un condensateur de 100 picofarads chargé à une tension de 4000 à 35 000 volts. L'énergie d'une décharge électrostatique est donc de l'ordre du millijoule²⁶¹.

d'enflammer un nuage inflammable d'hydrogène que de méthane²⁰⁴. Seul l'acétylène est aussi inflammable que l'hydrogène.

Cette sensibilité à l'inflammation de l'hydrogène est encore plus grande lorsque celui-ci est mélangé avec de l'oxygène : à la stœchiométrie, il a été estimé que l'EMI d'un mélange hydrogène-oxygène pouvait atteindre 1,2 µJ²⁰⁵.

Au-delà de la composition du mélange et de la présence éventuelle de diluants, la sensibilité à l'inflammation de l'hydrogène est influencée par la température et la pression. Cette sensibilité augmente avec la température²⁰¹ et avec la pression²⁰⁶. Cirrone et al.²⁰¹ ont établi un modèle permettant de prédire l'EMI d'un mélange hydrogène-air quelle que soit sa composition (dans une gamme de 9 à 70% d'hydrogène) et à des températures allant de la température ambiante jusqu'à des températures cryogéniques de 123K (-150°C).

2.7.4 Une température d'auto-inflammation relativement élevée

La température d'auto-inflammation (TAI) est la température la plus basse à partir de laquelle un mélange gazeux peut s'enflammer sans source d'inflammation extérieure. A partir de cette température, l'agitation thermique des molécules seule suffit à dépasser l'énergie d'activation nécessaire à l'initiation de la combustion. En pratique, la TAI est déterminée en chauffant un mélange inflammable d'hydrogène dans une enceinte. La norme NF EN ISO/IEC 80079-20-1¹⁹³ spécifie les conditions d'essais à respecter.

Dans les conditions normalisées, l'hydrogène a une TAI d'environ 565°C²⁰⁷ (Figure 46a), c'est-à-dire un peu plus élevée que la plupart des autres gaz ou vapeurs inflammables (Figure 46b). La TAI de l'hydrogène peut toutefois varier sensiblement selon les conditions d'essais. Elle diminue, par exemple, avec la pression²⁰⁶ et avec le volume de l'enceinte²⁰⁸.

Par ailleurs, il est important de noter qu'une TAI plus élevée ne fait pas de l'hydrogène un gaz moins inflammable que d'autres gaz lorsqu'on le chauffe. En effet, les conditions normalisées dans lesquelles la TAI est caractérisée, c'est-à-dire celles d'un chauffage volumique, sont relativement rares dans l'industrie. Les situations qui s'en rapprochent le plus sont celles d'un four ou d'un carter de moteur, par exemple. Mais dans la plupart des cas, l'inflammation de l'hydrogène par chauffage se fait par contact avec une surface chaude, non de manière volumique. Or, par contact avec une surface chaude, l'hydrogène a [une des températures d'inflammation les plus basses de tous les gaz](#).

²⁰⁴ L'énergie minimale d'inflammation (EMI) du méthane ou de vapeurs d'essence reste néanmoins suffisamment basse pour que des mélanges appropriés de ces gaz dans l'air s'enflamment s'ils sont exposés à une source d'inflammation, même faible (étincelle électrostatique par exemple).

²⁰⁵ Kuchta JM. Investigation of fire and explosion accidents in the chemical, mining, and fuel-related industries A manual, vol. 680. US Bur Mines Bull; 1985. <https://shepherd.caltech.edu/EDL/PublicResources/flammability/USBM-680.pdf>

²⁰⁶ Proust (2022), Ignition likelihood of a sudden hydrogen release, ISFEH10, 27 May, Oslo, Norway <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/378243/The%20Proceedings%20of%20the%2010th%20ISFEH.pdf;jsessionid=9AF49F2969544F16488A9F91523F2D99?sequence=1>

²⁰⁷ Même dans les conditions normalisées, celle-ci présente une certaine variation, entre 540°C et 585°C.

²⁰⁸ Cirrone, D. & al. (2019). Hytunnel deliverable 1.2: Report on hydrogen hazards and risks in tunnels and similar confined spaces. https://hytunnel.net/wordpress/wp-content/uploads/2019/09/HyTunnel-CS_D1.2_Risks-and-Hazards.pdf

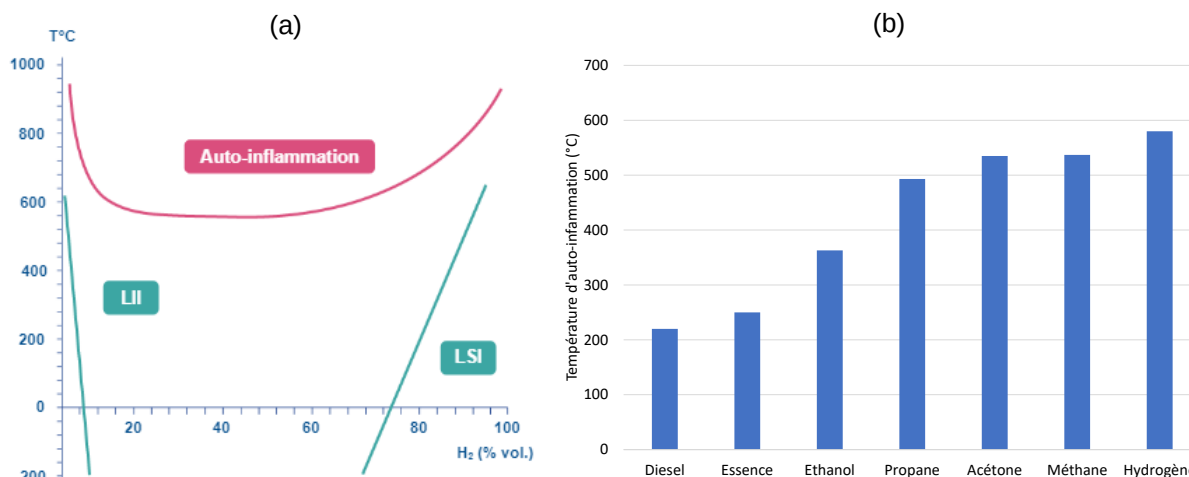


Figure 46 : (a) Température d'Auto-Inflammation (TAI) de l'hydrogène en fonction de la concentration
(b) Comparaison avec différents gaz inflammables à la pression ambiante¹⁹⁵

2.7.5 Une propension à s'échauffer à la détente

La plupart des gaz se refroidissent à la détente. Pour l'hydrogène, c'est l'inverse : à pression atmosphérique, dès lors que la température dépasse -71°C (202K), l'hydrogène s'échauffe à la détente. Ce phénomène est appelé effet Joule-Thomson « inverse » ou « négatif ». A température ambiante, l'hydrogène est le seul gaz, avec l'hélium et le néon, à avoir cette caractéristique.

Cette propriété favorise l'inflammation de l'hydrogène lors d'une fuite sous pression. Toutefois, cette augmentation de température est assez faible. Pour illustration, une dépressurisation brutale de l'hydrogène de 500 bar à la pression atmosphérique ne conduit qu'à un échauffement de 9°C²⁰⁹. Par conséquent, à moins d'être déjà très près de la [température d'auto-inflammation](#), ce phénomène n'est pas suffisant pour enflammer l'hydrogène.

2.8 L'HYDROGENE EST-IL PROPICE A DES EXPLOSIONS PLUS VIOLENTES QUE D'AUTRES GAZ ?

L'hydrogène est plus propice aux explosions violentes que d'autres gaz. Cela tient principalement à deux raisons : sa vitesse fondamentale de combustion très rapide et sa pression élevée de stockage.

2.8.1 La physique de l'explosion

Une explosion est une libération soudaine d'énergie. Celle-ci peut être de nature physique (éclatement pneumatique), chimique ou nucléaire. Il n'est traité ci-après que de l'explosion chimique, l'éclatement pneumatique étant abordé [ailleurs dans le document](#).

Dans le contexte d'un gaz inflammable tel que l'hydrogène, une explosion (chimique) est une réaction de combustion rapide et auto-entretenu, au sens que la chaleur dégagée par la réaction permet à celle-ci de se propager à l'ensemble du mélange. L'explosion implique schématiquement les étapes suivantes (Figure 47a) :

- constitution d'un mélange inflammable [dans des proportions adéquates](#) ;
- amorçage d'une flamme par un apport d'énergie (étincelle électrique par ex.) ;
- la combustion étant une réaction exothermique, elle produit des gaz chauds (> 1000°C) qui, en se dilatant, poussent la flamme et compriment les gaz frais avoisinants (génération d'une onde de pression) ;
- la chaleur dégagée par la flamme se communique aux couches de mélange inflammable situées devant elles et leur sert de « source d'inflammation ». La flamme étant poussée, sa surface augmente, elle communique ainsi sa chaleur à un volume plus important de mélange

²⁰⁹ Astbury, G.R. & Hawksorth, S.J. (2007) Spontaneous ignition of hydrogen leaks: A review of postulated mechanisms, International Journal of Hydrogen Energy, 32, 13 <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2007.04.005>

inflammable et le taux de combustion global augmente, poussant davantage et accélérant la flamme ;

- ainsi, un front de flamme, de quelques dixièmes de millimètres d'épaisseur et avançant de plus en plus vite au fur et à mesure que sa surface grandit, se propage de proche en proche jusqu'aux limites du volume inflammable.

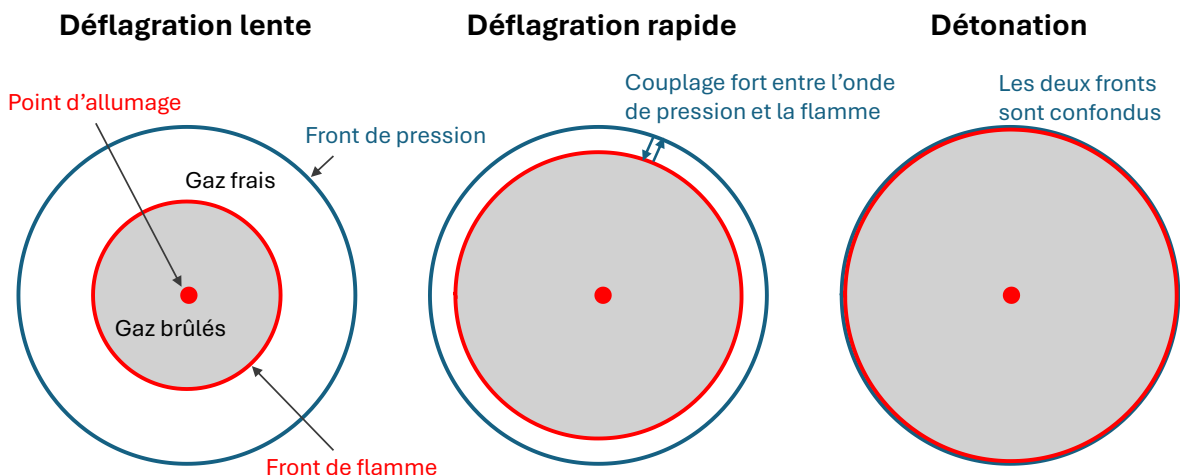


Figure 47 : Illustration schématique des trois régimes d'explosion

Plus le front de flamme est rapide, plus l'amplitude de l'onde de pression qui précède le front de flamme est élevée et plus le front d'onde est abrupt (Figure 48).

Tant que la vitesse de la flamme reste inférieure à la vitesse du son dans le mélange²¹⁰, on parle de déflagration lente. A contrario, lorsque la flamme avance plus rapidement que la vitesse du son dans le milieu, le front de flamme et le front d'onde deviennent confondus (Figure 47c) et l'onde de pression devient une onde de choc : on parle alors de détonation. Dans ce régime, l'allumage des gaz frais ne se fait plus par transfert de chaleur à partir de la flamme, mais par compression adiabatique. Entre ces deux régimes peut apparaître un régime de déflagration rapide, dans lequel le front de flamme et l'onde de pression sont fortement couplés.

Le Tableau 2 résume les principales différences entre ces trois régimes d'explosion.

Une détonation peut être initiée directement, par une source d'énergie suffisamment puissante pour générer une onde de choc (foudre, décharge électrique très énergétique, source explosive de forte puissance), ou bien s'amorcer dans un régime de déflagration et évoluer vers un régime de détonation : c'est ce qu'on appelle la transition déflagration-détonation (*Deflagration to Detonation Transition, DDT*).

La détonation est le phénomène que tout concepteur de système hydrogène cherche absolument à éviter. C'est en effet celui qui conduit aux effets les plus dévastateurs. D'autre part, sa vitesse de propagation, supérieure à celle du son, rend inopérante toute détection et/ou activation de dispositif de décharge de la pression pour en limiter les effets.

²¹⁰ La vitesse de propagation du son dans un mélange hydrogène-air dépend de sa composition. Dans les conditions normales de température et de pression (20°C, 1 bar), cette vitesse peut aller de 350 m/s (vitesse du son dans l'air) à 1 300 m/s (vitesse du son dans l'hydrogène pur). En pratique, elle se situe généralement entre 500 et 600 m/s.

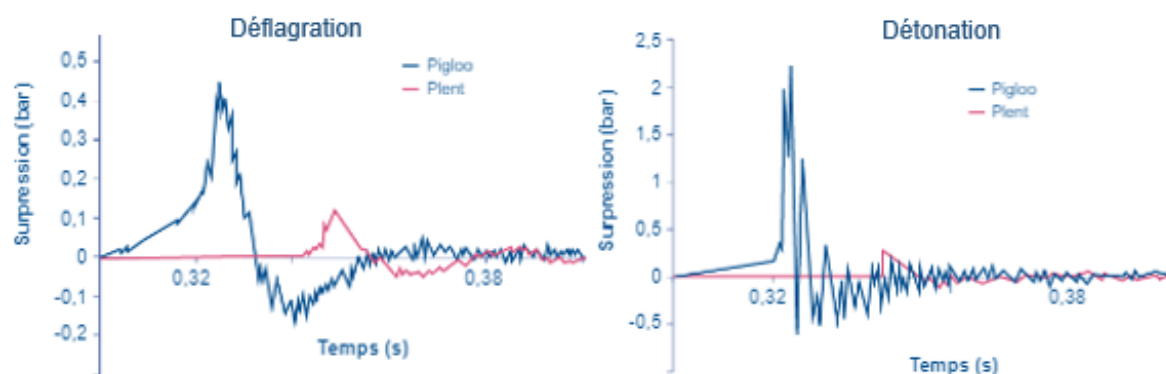


Figure 48 : Comparaison des signaux de pression observés pour une déflagration et une détonation d'un mélange hydrogène-air

	Déflagration lente	Déflagration rapide	Détonation
Plage de concentration où le régime est possible	4-10% et 70-75%	10-70%	11*-65%
Vitesse de flamme	Subsonique (typiquement < 500 m/s)	Entre 500 et 1500 m/s	Supersonique (typiquement entre 1500 et 2100 m/s)
Fronts	Front de pression en avant du front de flamme	Couplage fort entre le front de pression et le front de flamme	Front de pression confondu avec le front de flamme
Profil d'onde	Accroissement progressif de la pression	Accroissement rapide de la pression	Onde de choc
Pression	<u>En milieu ouvert</u> : De qqs dizaines à plusieurs centaines de mbars <u>En milieu confiné</u> : De qqs dizaines de mbars jusqu'à 8 bar	<u>En milieu ouvert</u> : De qqs centaines de mbars jusqu'à 1-2 bar <u>En milieu confiné</u> : De qqs centaines de mbars jusqu'à 8 bar	<u>En milieu ouvert</u> : Entre 1 et plusieurs bars <u>En milieu confiné</u> : De qqs bars à plusieurs dizaines de bars
Propagation de la flamme	Allumage des gaz frais par la flamme de combustion		Allumage des gaz frais par compression adiabatique
Température de flamme	2045°C		2930°C

* Résulte de travaux théoriques et expérimentaux dans le domaine nucléaire. A partir de 11% sont observés des mécanismes d'accélération de flamme qui ne se manifestent pas en dessous

Tableau 2 : Les principales caractéristiques des différents régimes d'explosion^{164,216,198}

Les valeurs numériques sont indicatives et données pour un mélange hydrogène gazeux-air dans les conditions normales de pression et de température (1 bar, 20°C)

La violence d'une explosion se caractérise par deux grandeurs : la pression maximale d'explosion $p_{\max}$ et la vitesse maximale de montée en pression de l'explosion $(dp/dt)_{\max}$ (Figure 49). Ces grandeurs caractérisent la réactivité du mélange. Elles sont déterminées par des essais normalisés, spécifiés dans la norme NF EN 15967²¹¹.

La vitesse de montée en pression étant dépendante du volume V de l'enceinte d'essai selon une loi cubique, il est aussi possible d'exprimer la réactivité d'un mélange par une grandeur, appelée indice de déflagration, qui s'affranchit de cette dépendance¹⁹⁷ : $K_G = dp/dt_{\max} V^{1/3}$.

²¹¹ Norme NF EN 15967 Détermination de la pression maximale d'explosion et de la vitesse maximale de montée en pression des gaz et des vapeurs

La violence d'une explosion est parfois exprimée, également, par une équivalence empirique avec les effets d'une explosion de TNT. Des abaques permettent, à partir de la surpression enregistrée à une distance donnée du point d'explosion, d'exprimer la violence de l'explosion en masse d'équivalent-TNT²¹².

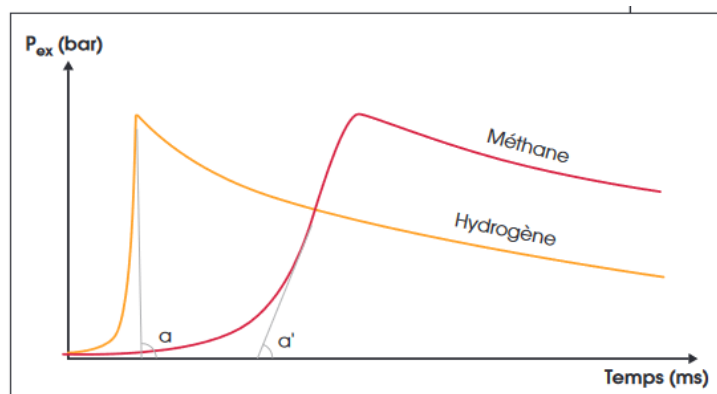


Figure 49 : Détermination de vitesse maximale de montée en pression d'une explosion. Celle-ci correspond à la pente maximale de la courbe de surpression d'une explosion¹⁹⁸

Les facteurs qui conditionnent la vitesse de propagation de la flamme, et donc la violence d'une explosion, peuvent être répartis en deux groupes : 1- les facteurs intrinsèques au mélange concerné et 2- les facteurs environnementaux (notamment géométriques).

Le premier groupe de facteurs comprend :

- la vitesse laminaire (ou vitesse fondamentale) de combustion, c'est-à-dire le taux de consommation des réactifs par la flamme (en m³ de mélange consommé par m² de surface de flamme et par unité de temps). C'est un paramètre propre à chaque gaz inflammable, dont la valeur dépend de sa concentration dans le mélange, ainsi que de la pression et de la température initiales : elle augmente avec la pression et avec la température (multipliée par deux en passant de 20°C à 300°C)¹⁷⁴ ;
- le taux d'expansion des produits de combustion, c'est-à-dire le rapport de densité entre les gaz frais et les gaz brûlés. Ce paramètre varie peu d'un gaz à l'autre²¹³ et dépend uniquement de sa concentration dans le mélange, de la pression et de la température initiales ;
- les instabilités propres de la flamme, c'est-à-dire les plissements qui se développent à sa surface au cours de sa propagation, et qui contribuent à augmenter le taux de production de gaz brûlés.

Le deuxième groupe de facteurs comprend notamment :

- l'énergie de la source d'inflammation, qui alimente la combustion ;
- la position de la source d'inflammation : en milieu ouvert, si la combustion est amorcée trop près des limites du nuage inflammable, les gaz brûlés atteignent rapidement les bords du nuage et sont alors dispersés dans l'air ambiant, ce qui limite leur expansion et empêche l'accélération du front de flamme ;

²¹² Ineris (2013) Omega 15 - Les éclatements de capacités, phénoménologie et modélisation des effets <https://www.ineris.fr/fr/omega-15-eclatements-capacites-phenomenologie-modelisation-effets>

²¹³ Selon les principes de la thermodynamique, le taux d'expansion α ne dépend que de la quantité de chaleur libérée par la combustion :

$$\alpha = \frac{\rho_0}{\rho_b} \approx \frac{T_b}{T_0} = \frac{\Delta H_{comb}}{c_p \cdot T_0} + 1$$

où ΔH_{comb} est l'enthalpie de réaction (combustion) à T_0 exprimée par unité de masse de mélange ; T_0 et T_b sont respectivement les températures des réactifs et des produits de combustion dans l'hypothèse d'une réaction adiabatique ; ρ_0 et ρ_b sont respectivement les masses volumiques des réactifs et des produits de combustion ; c_p est la chaleur spécifique massique moyenne des produits de combustion.

- l'agitation du mélange (turbulence) : celle-ci a pour effet de plisser le front de flamme et d'en augmenter ainsi la surface, ce qui accroît le taux de production de gaz brûlés et donc, la surpression générée sur les gaz frais avoisinants¹⁹⁸ (Figure 50) ;
- la présence d'obstacles : la rencontre d'obstacles par un jet d'hydrogène génère une turbulence, qui accentue la violence de l'explosion (cf. point précédent) ;
- le confinement : en milieu confiné, l'augmentation de pression liée à l'expansion thermique des gaz brûlés n'est pas dissipée dans l'environnement : elle s'accumule dans l'enceinte. De plus, la réflexion de l'onde de pression sur les parois a pour effet d'homogénéiser le mélange ;
- le volume de l'enceinte (en milieu confiné) : qui influe sur la vitesse de montée en pression (cette dernière diminue avec le volume de l'enceinte) ;
- la forme de l'enceinte (en milieu confiné) : dans une enceinte très allongée (canalisation, tunnel, etc.), le confinement latéral conduit à accélérer la flamme dans le sens longitudinal. A partir d'un certain rapport longueur/section (typiquement > 40), la flamme peut accélérer jusqu'à la détonation¹⁷⁴ ;
- la répartition de l'hydrogène dans l'enceinte (en milieu confiné) : pour une même quantité d'hydrogène mélangée à de l'air dans une enceinte, la montée en pression sera beaucoup plus rapide si le mélange est stratifié plutôt qu'homogène.

A conditions d'expérience égales (géométrie, pression, température, agitation, énergie et position de la source d'inflammation), c'est essentiellement la vitesse fondamentale de combustion qui contrôle la violence d'une explosion.

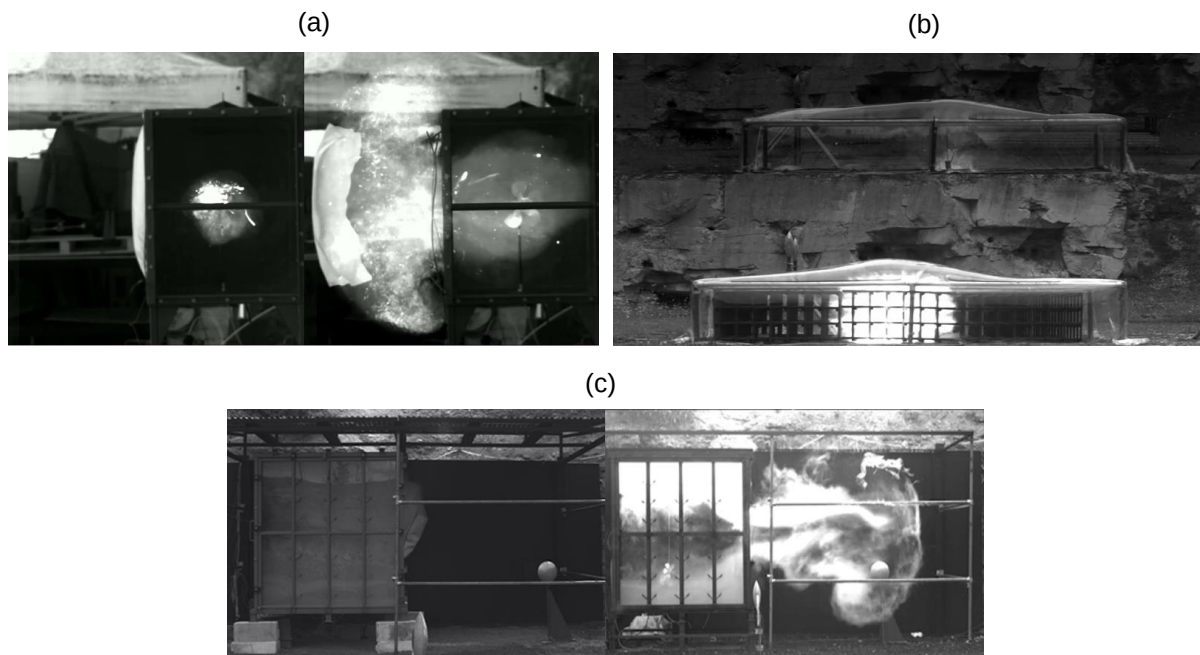


Figure 50 : Photos simultanées d'explosions d'hydrogène dans les mêmes conditions d'essais.

La seule différence est :

- (a) la présence d'un ventilateur (à droite) et son absence (à gauche)
- (b) la présence d'obstacles (en bas) et leur absence (en haut)
- (c) une répartition homogène de l'hydrogène (à gauche) et une répartition stratifiée (à droite)

2.8.2 Une vitesse fondamentale de combustion très élevée

La violence d'une explosion est fondamentalement contrôlée par la vitesse laminaire de combustion du mélange concerné. Or, cette vitesse tend à être beaucoup plus rapide pour l'hydrogène que pour d'autres gaz inflammables (Figure 51).

Pour un mélange hydrogène-air, la vitesse laminaire de combustion atteint 3,3 m/s (pour une concentration en hydrogène d'environ 40%), c'est-à-dire une vitesse 8 fois plus élevée que celle d'une flamme de méthane (0,4 m/s). Pour un mélange hydrogène-oxygène, cette vitesse atteint 12 m/s.

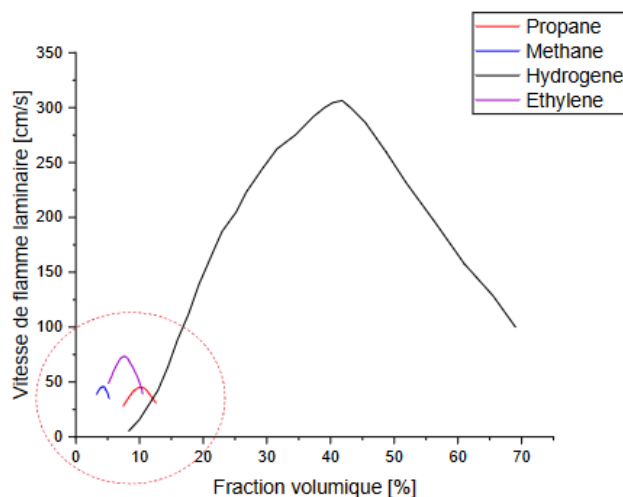


Figure 51 : Comparaison des vitesses laminaires de combustion pour différents gaz dans l'air²¹⁴

C'est la raison principale pour laquelle l'hydrogène tend à générer des explosions plus violentes que les autres gaz, pouvant atteindre le régime de détonation. Les données les plus courantes basées sur des essais en laboratoire indiquent une détonabilité possible de l'hydrogène dans l'air pour des concentrations comprises entre 18 et 59%^{198,215}. En réalité, des détonations ont été observées dans une fourchette plus large : entre 11 et 70%²⁰⁸.

Notons toutefois que si la détonation de l'hydrogène est possible dans certaines conditions, elle est loin d'être systématique et correspond plutôt à une situation assez rare. De manière générale, tous les [facteurs qui favorisent l'accélération de flammes](#) (richesse du mélange proche de 35%, milieu confiné, présence d'obstacles, agitation du mélange, géométries tubulaires, températures cryogéniques, forte énergie d'inflammation) sont de nature à favoriser la détonation.

2.8.3 Les pressions atteintes lors d'une explosion d'hydrogène

Pour une pression initiale atmosphérique et dans les conditions les plus défavorables dites adiabatiques et isochores, c'est-à-dire dans une enceinte totalement fermée, indéformable et sans dissipation de chaleur vers l'extérieur, la pression maximale de déflagration d'un mélange hydrogène-air est de 8 bar (Figure 52a). Cette pression est atteinte pour une concentration en hydrogène d'environ 33-35%, c'est-à-dire une valeur intermédiaire entre la concentration pour laquelle la vitesse laminaire de combustion est maximum (40%, cf. Figure 51) et celle où le taux d'expansion des produits de combustion est maximum (29,5%, c'est-à-dire à la stœchiométrie, cf. Figure 52b).

²¹⁴ Bavoil E (1997) " Etude expérimentale de l'influence de la diminution de la température initiale (jusqu'à 100 K) sur les déflagrations des mélanges H₂-air ", Thèse de Doctorat de l'Université de Poitiers soutenue le 3 Juillet 1997. <https://www.theses.fr/1997POIT2286>

²¹⁵ Air products. *Safetygram 9 : Liquid hydrogen*. <https://www.airproducts.co.uk/-/media/airproducts/files/en/900/900-13-082-us-liquid-hydrogen-safetygram-9.pdf?la=en&hash=B37612116B8C1FF8932FB2223C1BF2B8>

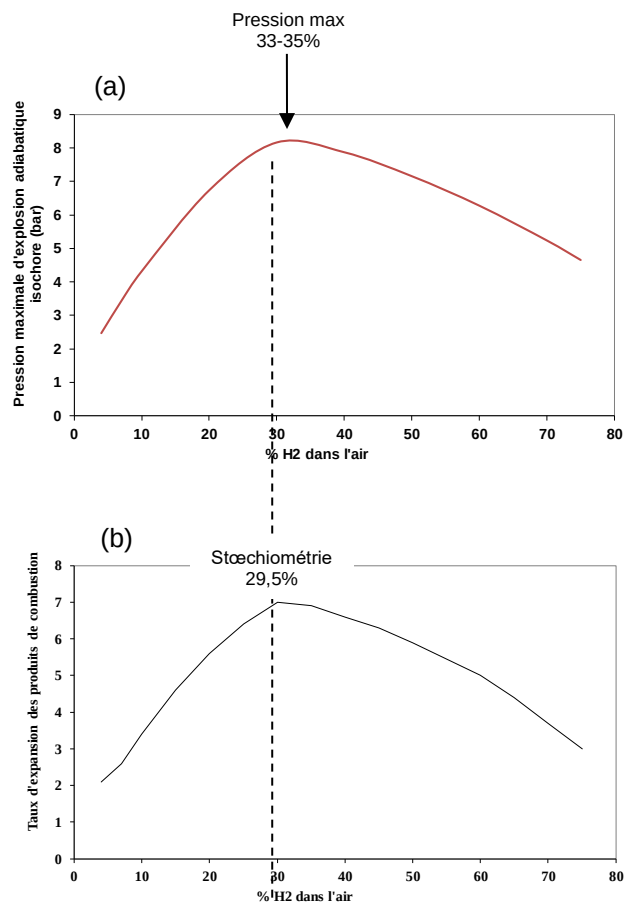


Figure 52 : (a) Pression maximale d'explosion de l'hydrogène dans l'air dans les conditions adiabatiques et isochores (0°C, 1 bar) (b) Taux d'expansion des produits de combustion de l'hydrogène dans l'air (0°C, 1 bar)

Dans le cas d'un mélange hydrogène-oxygène, la pression maximale d'une déflagration avoisine les 10 bar et est atteinte pour une concentration d'hydrogène d'environ 65% (Figure 53).

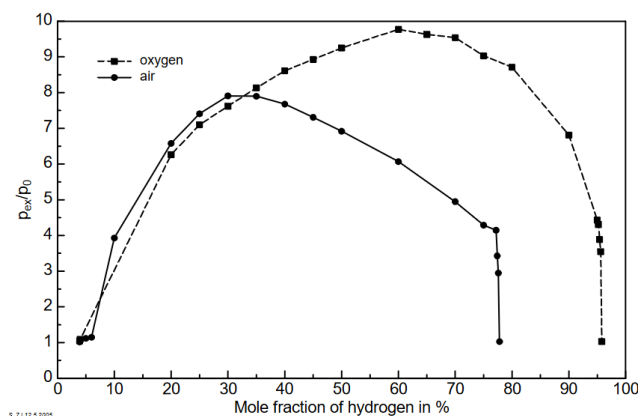


Figure 53 : Pression maximale d'explosion pour des mélanges hydrogène-air et hydrogène-oxygène¹⁹⁷

Si la pression initiale du mélange est supérieure à la pression atmosphérique, le rapport de la pression maximale à la pression initiale reste globalement constant (Figure 54a). Autrement dit, si la pression initiale dans un équipement est de 30 bar et qu'il s'y forme un mélange explosif hydrogène-air, la pression maximale de l'explosion peut théoriquement atteindre $30 \times 8 = 240$ bar et la vitesse de montée en pression 11 000 bar/sec (Figure 55).

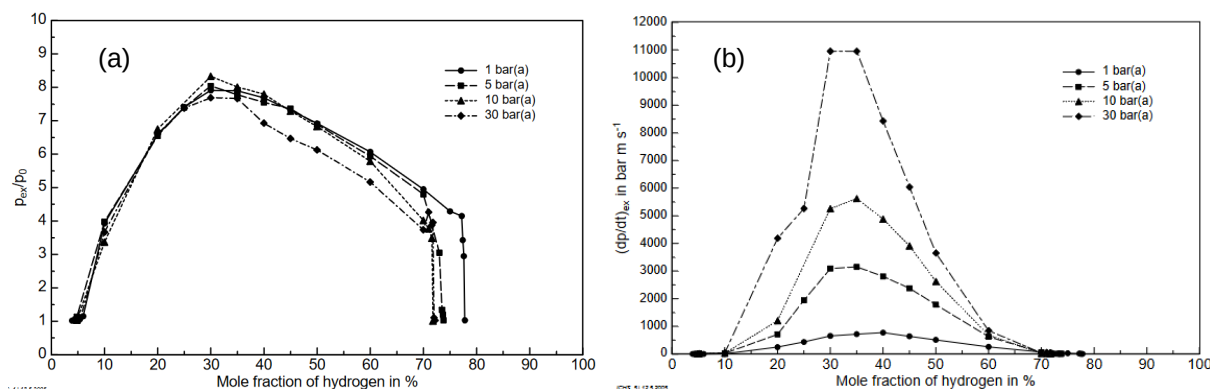


Figure 54 : Influence de la pression initiale p_0 (a) sur la pression maximale d'explosion p_{ex} et (b) sur l'indice de déflagration (K_{st}) d'un mélange hydrogène-air ($T=20^\circ\text{C}$)¹⁹⁷

La température initiale joue également sur la pression maximale d'une explosion. Ainsi, plus la température initiale du mélange est élevée, moins la pression maximale d'explosion est importante (Figure 55a). A des températures cryogéniques, la surpression maximale d'explosion peut atteindre plusieurs dizaines de bar (pour une pression initiale de 1 bar) (Figure 55b).

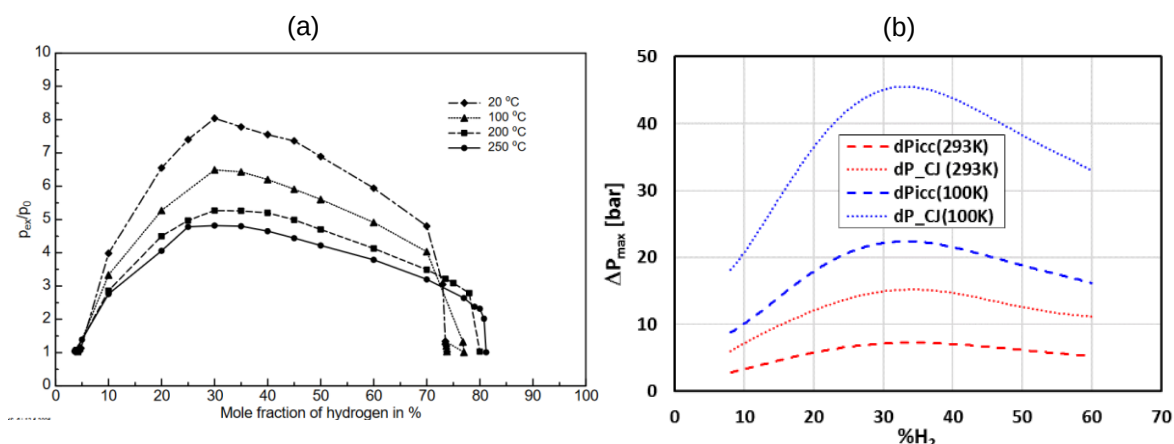


Figure 55 : (a) Influence de la température initiale sur la pression maximale d'explosion d'un mélange hydrogène-air¹⁹⁷ (b) Surpression maximale de déflagration (icc) et de détonation (CJ) dans un mélange hydrogène-air pour une température initiale de 20°C (293K) et de -173°C (100K)²¹⁶

2.8.4 Des pressions de stockage très élevées

De par sa faible densité, l'hydrogène gazeux doit être porté à haute pression pour être stocké et transporté dans des conditions logistiques et économiques acceptables. C'est pourquoi il rentre généralement dans la catégorie des « gaz sous pression » (H280) au sens de la classification des substances dangereuses¹⁹⁰.

L'hydrogène est généralement transporté à des pressions comprises entre 200 et 500 bar et pour certaines applications, notamment de mobilité, l'hydrogène doit être comprimé jusqu'à près de 1000 bar pour remplir des réservoirs de véhicules à 700 bar, à comparer par exemple avec les véhicules GNV dont la pression de réservoir est à 250 bar.

Ces pressions de mise en œuvre de l'hydrogène, globalement plus élevées que pour d'autres gaz, conduisent à des effets plus importants en cas d'éclatement d'un équipement.

²¹⁶ Kuznetsov, M., Denkevits, A., Vesper, A., & Friedrich, A. (2022). Flame propagation regimes and critical conditions for flame acceleration and detonation transition for hydrogen-air mixtures at cryogenic temperatures. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(71), 30743-30756. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.07.024>

2.9 UNE FLAMME D'HYDROGENE EST-ELLE FACILE A ETEINDRE ?

Pour la même raison qu'il est [très facile d'amorcer une flamme d'hydrogène](#), il est aussi très difficile de l'éteindre ou d'en empêcher la propagation.

2.9.1 Une flamme capable de se propager dans de très petits interstices

Au contact de surfaces, une flamme subit des pertes de chaleur qui la privent d'une partie de son énergie d'activation. Si deux surfaces deviennent trop rapprochées, une flamme située entre elles ne peut pas persister. On appelle Interstice Expérimental Maximal de Sécurité (IEMS) la distance maximale entre deux plaques permettant à une flamme de subsister. Cette grandeur est déterminée par des essais normalisés, spécifiés dans la norme NF EN ISO/IEC 80079-20-1¹⁹³.

L'hydrogène présente un IEMS de 0,29 mm, c'est-à-dire 4 fois plus faible que celui du méthane (Figure 45). Autrement dit, une flamme d'hydrogène peut se propager dans de très petits interstices. Ceci impose notamment un niveau de protection maximum des [appareils ATEX destinés à être utilisés en présence d'hydrogène](#).

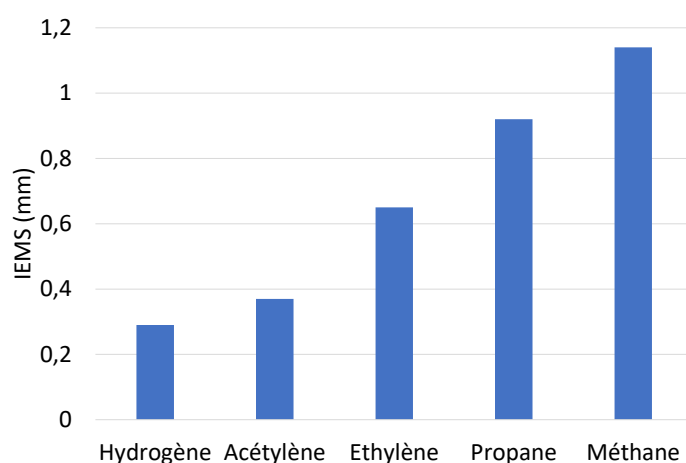


Figure 56 : Interstice Expérimental Maximal de Sécurité de différents gaz inflammables

2.9.2 Une capacité à enflammer des micro-fuites

De tous les gaz, l'hydrogène est celui qui peut enflammer les plus petites fuites. Une flamme alimentée par une fuite d'hydrogène de quelques microgrammes/seconde, par exemple, peut se maintenir dans le temps^{217,218} (Figure 57a). Ce débit massique minimal d'extinction (*quenching mass flow rate*) est un ordre de grandeur plus faible pour une flamme d'hydrogène que pour une flamme de méthane ou de propane (Figure 57b).

En termes de diamètre de fuite, cela signifie qu'une flamme alimentée par une fuite d'hydrogène de l'ordre du micromètre peut persister. En effet, le diamètre minimal d'extinction de flamme pour l'hydrogène est d'environ 1 μm à 200 bar et de 0,4 μm à 700 bar. C'est trois fois inférieur au diamètre minimal d'extinction d'une flamme de méthane (Figure 57c) et 1000 fois inférieur au diamètre d'une tête d'épingle. Le danger lié à une telle flamme est donc qu'elle est quasiment impossible à détecter et qu'elle peut, en se maintenant dans le temps, soit aggraver un composant dont la défaillance peut conduire à une fuite plus importante, soit constituer une source d'ignition en cas de dégagement accidentel d'hydrogène.

²¹⁷ Lecoustre, V.R., Sunderland, P.B., Chao, B.H. and Axelbaum, R.L. (2010). Extremely weak hydrogen flames, Combustion and Flame. Vol. 157, pp. 2209-2210 <https://doi.org/10.1016/j.combustflame.2010.07.024>

²¹⁸ Butler, M.S., Moran, C.W., Sunderland, P.B. & Axelbaum, R.L. (2009) Limits for hydrogen leaks that can support stable flames. International Journal of Hydrogen Energy, 34. pp. 5174-5182 <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2009.04.012>

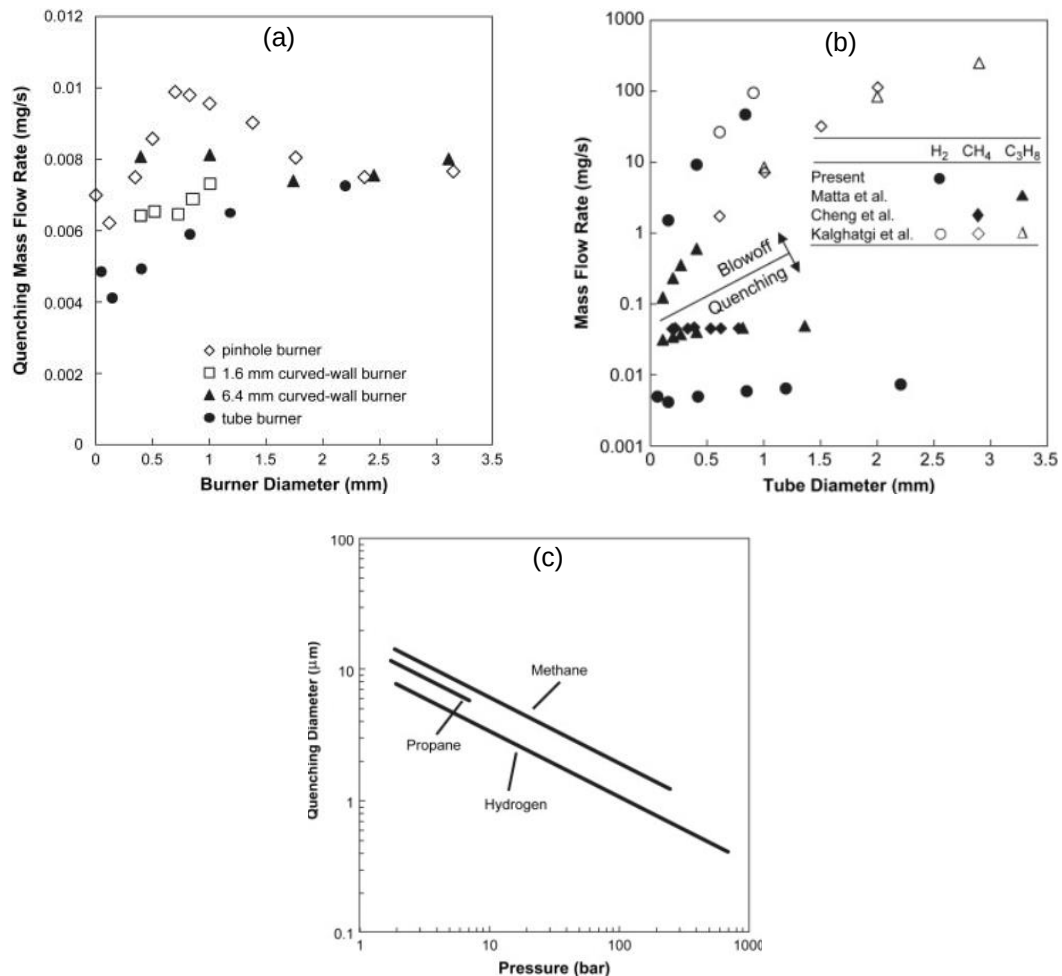


Figure 57 : (a) Débits massiques d'extinction de flammes d'hydrogène générées à partir de brûleurs de types et de diamètres différents (b) Comparaison des débits massiques d'extinction de flammes d'hydrogène, de méthane et de propane pour des tubes brûleurs de différents diamètres (c) Diamètre d'extinction de flamme pour différents gaz à différentes pressions²¹⁸

2.10 QUEL EST L'EFFET DE LA DILUTION DE L'HYDROGENE PAR DES GAZ INERTES ?

Dans de nombreuses situations industrielles, l'hydrogène est amené à être mélangé avec des gaz inertes : azote (N₂), dioxyde de carbone (CO₂), hélium (He), argon (Ar), vapeur d'eau (H₂O), etc. C'est le cas, par exemple, lors d'opérations [d'inertage](#) de systèmes hydrogène.

Pour assurer la sécurité dans toutes ces situations, il est important de pouvoir connaître et prédire les propriétés d'inflammation d'un mélange ternaire constitué d'hydrogène, d'un oxydant (air, O₂) et d'un gaz inerte.

2.10.1 Effet sur la plage d'inflammabilité

La dilution de l'hydrogène par un gaz inerte a pour effet de réduire sa [plage d'inflammabilité](#), jusqu'à atteindre une concentration de gaz inerte au-delà de laquelle la mise en contact de ce mélange avec de l'air forme un mélange (ternaire) trop pauvre en oxygène pour s'enflammer. La concentration minimale (ou concentration limite) en oxygène (CLO) en deçà de laquelle il n'y a plus d'inflammation possible est déterminée, pour chaque gaz inflammable, par des essais normalisés spécifiés dans la norme NF EN 1839¹⁹⁴.

La plage d'inflammabilité de l'hydrogène étant très étendue (un mélange hydrogène-air est inflammable jusqu'à 75% d'hydrogène), la CLO de l'hydrogène est relativement basse : celle-ci est d'environ 4,5 %

dans les conditions ambiantes (20°C, 1 bar) et diminue avec la température (1,3% à 400°C²¹⁹). En comparaison, la CLO de la plupart des hydrocarbures est comprise entre 10 et 15% (11,5% pour le méthane).

Autrement dit, il est plus difficile d'inerté un mélange inflammable d'hydrogène que pour d'autres gaz ou vapeurs inflammables. Par exemple, pour être certain qu'un mélange inflammable ne se forme pas en cas de fuite d'hydrogène dans une enceinte inertée, il faut que l'air de cette enceinte soit dilué avec 60% de CO₂ ou 75% de N₂ (Figure 58).

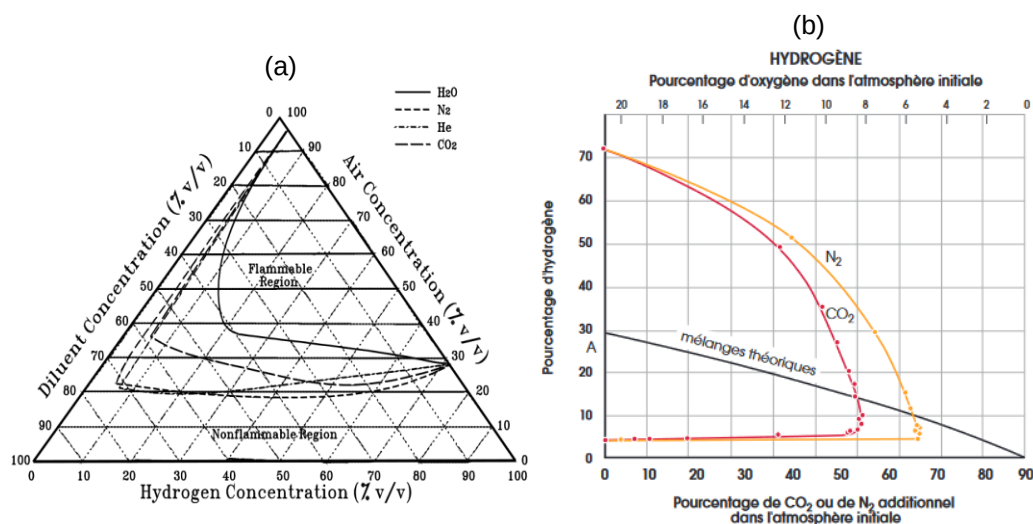


Figure 58 : Effet de la dilution par différents gaz inertes sur la plage d'inflammabilité de l'hydrogène dans les conditions ambiantes (20°C, 1 bar)¹⁹⁸. Pour une aide à la lecture du diagramme de gauche, se référer à la norme NF EN 13237²²⁰

2.10.2 Effet sur la réactivité du mélange

La dilution d'un mélange inflammable d'hydrogène par un gaz inerte a pour effet de réduire sa [vitesse laminaire de combustion](#) (Figure 59) et donc la violence des explosions qui peuvent en découler. Il est ainsi possible, par dilution croissante de l'hydrogène, de passer d'un domaine où une détonation est possible, à un domaine où une seule déflagration rapide est possible, puis à un domaine où seule une déflagration lente est possible (Figure 60).

²¹⁹ Source : BAM, Sicherheitstechnische Kenngrößen, ISBN 3-89701-746-6

²²⁰ Norme NF EN 13237 Termes et définitions pour les appareils et systèmes de protection destinés à être utilisés en atmosphères explosibles

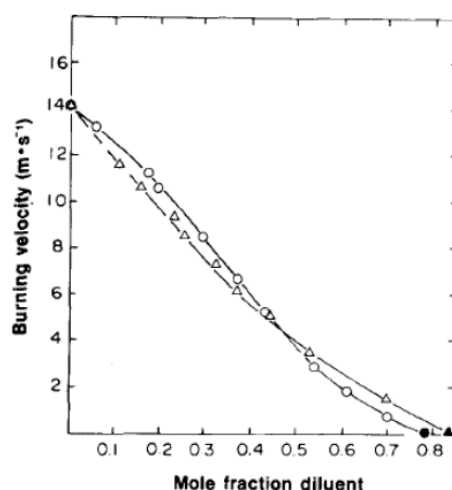


Figure 59 : Vitesse laminaire de combustion d'un mélange stœchiométrique hydrogène-oxygène à 100°C, en fonction de la fraction molaire d'inertant : vapeur d'eau (o) ou azote (Δ)

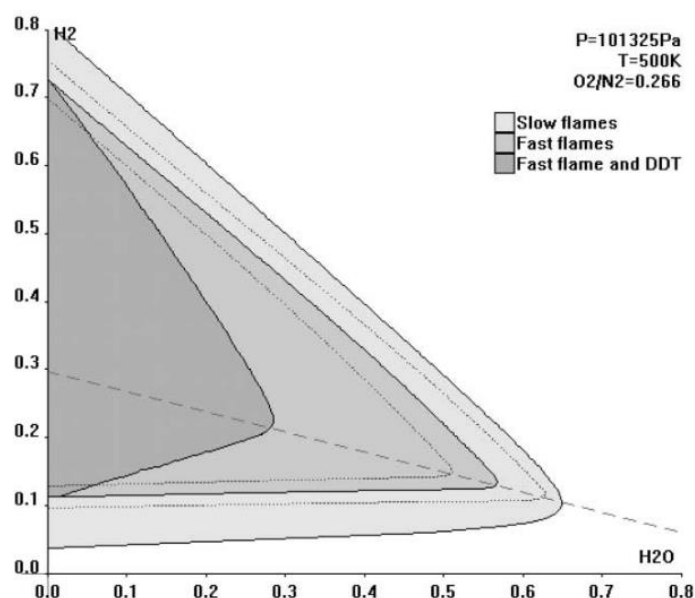


Figure 60 : Régimes d'explosion dans un mélange hydrogène-air-vapeur d'eau dans une installation particulière (227°C, 1 bar). Gris clair : déflagration lente ; gris moyen : déflagration rapide ; gris foncé : détonation possible²²¹

2.11 QUEL EST L'EFFET D'UN AJOUT D'HYDROGENE AU GAZ NATUREL ?

Dans certaines applications futures de l'hydrogène, celui-ci pourrait être mélangé, puis substitué, au gaz naturel : transport de gaz par canalisation, chauffage de bâtiments, turbines industrielles, etc. Dans certains cas, cette transition pourrait se faire de manière progressive, c'est-à-dire que dans un premier temps, une faible proportion d'hydrogène sera ajoutée au gaz naturel, sans changer les technologies, avant que celles-ci soient progressivement remplacées par des technologies plus adaptées à

²²¹ Dorofeev, S. B., Kuznetsov, M. S., Alekseev, V. I., Efimenko, A. A., & Breitung, W. (2001). Evaluation of limits for effective flame acceleration in hydrogen mixtures. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 14(6), 583-589. [https://doi.org/10.1016/S0950-4230\(01\)00050-X](https://doi.org/10.1016/S0950-4230(01)00050-X)

l'hydrogène. Pour opérer cette transition en toute sécurité, il est important de bien évaluer comment les propriétés de combustion du gaz naturel²²² sont modifiées par l'ajout d'hydrogène.

2.11.1 Effet sur la plage d'inflammabilité

L'hydrogène a une plage d'inflammabilité dans l'air beaucoup plus étendue (4 % à 75 %, à 1 bar et 0°C) que celle du méthane (5 % à 15%). L'ajout d'hydrogène au méthane a donc pour conséquence un élargissement de la plage d'inflammabilité. La limite inférieure d'explosivité (LIE) étant peut différente pour l'hydrogène et pour le méthane, c'est essentiellement la limite supérieure d'explosivité (LSE) qui est impactée par l'ajout d'hydrogène.

Jusqu'à 20% d'hydrogène, l'augmentation de la LSE est relativement modérée et linéaire, la LSE passant de 15 à 18% (Figure 61). Ce n'est qu'à partir de 50% d'hydrogène que la LSE augmente significativement (Figure 62). Cette non-linéarité vaut également pour la concentration limite en oxygène (CLO) : entre 0 et 25% d'hydrogène, la CLO passe de 10% à 9%. Ce n'est qu'à partir de 50% d'hydrogène que la CLO diminue significativement, jusqu'à atteindre la valeur de la CLO pour l'hydrogène pur, à savoir 4,5%²²³.

Ces résultats expérimentaux montrent que les valeurs de la LIE, de la LSE et de la CLO de mélanges hydrogène-méthane peuvent être prédites avec une bonne approximation par la loi de Le Châtelier²²⁴.

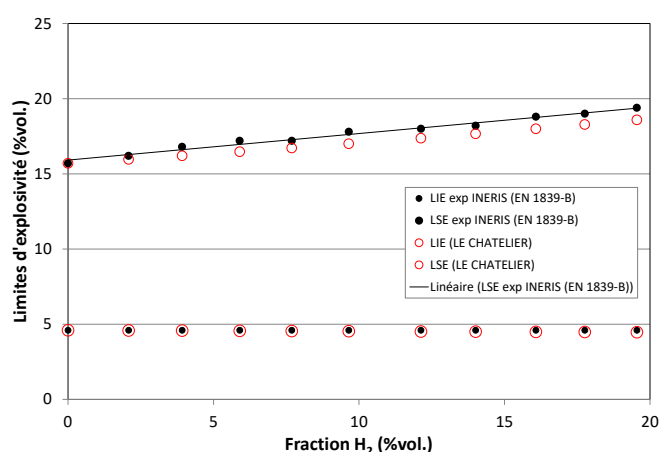


Figure 61 : Evolution des limites inférieure et supérieure d'inflammabilité d'un mélange méthane-hydrogène-air en fonction de la proportion d'hydrogène dans les conditions ambiantes⁷⁵.

²²² ou du méthane, qui en est le principal constituant

²²³ Askar, Enis, Schroder, Volkmar, Schutz, Stefan, & Seemann, Albert. (2016). Power-to-gas: Safety characteristics of hydrogen/natural-gas mixtures. Chemical Engineering Transactions, 48, 397-402. <https://doi.org/10.3303/CET1648067>

²²⁴ La loi de Le Châtelier est une loi de mélange bien connue pour les gaz. Si l'on prend l'exemple d'un mélange constitué de trois gaz combustibles, cette loi s'écrit :

$$L = \frac{100}{\frac{P_1}{N_1} + \frac{P_2}{N_2} + \frac{P_3}{N_3}}$$

Où L est la limite inférieure (ou supérieure) d'explosivité du mélange (en %), P_1 , P_2 , P_3 sont les proportions (en %) de chacun des gaz combustibles présents dans le mélange, sans air ni gaz inerte et N_1 , N_2 , N_3 sont les limites inférieures (ou supérieures) de chacun des constituants.

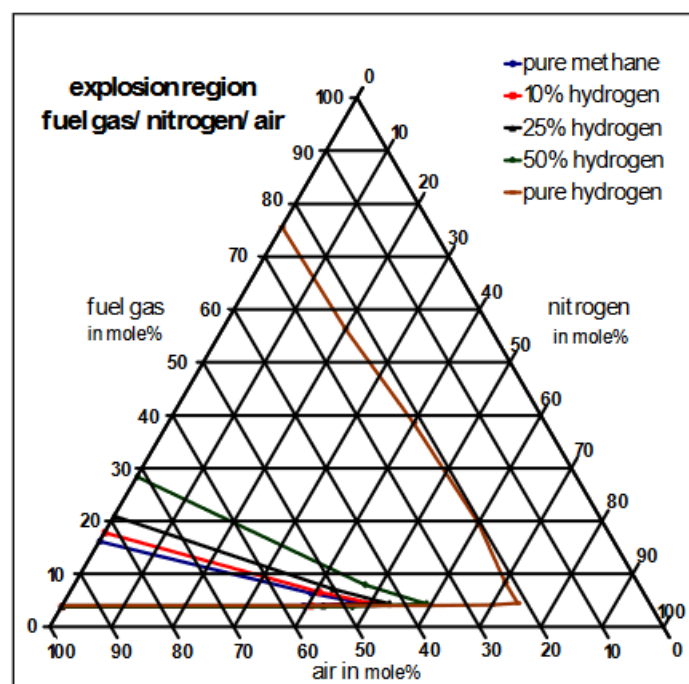


Figure 62 : Evolution de la plage d'inflammabilité de mélanges méthane-hydrogène-azote dans les conditions normales de pression et de température²²⁵

2.11.2 Effet sur l'énergie minimale d'inflammation

L'hydrogène ayant une énergie minimale d'inflammation (EMI) beaucoup faible que celle du méthane (17 μJ comparé à 280 μJ), l'EMI du mélange hydrogène-méthane diminue logiquement avec la proportion d'hydrogène dans le mélange (Figure 63).

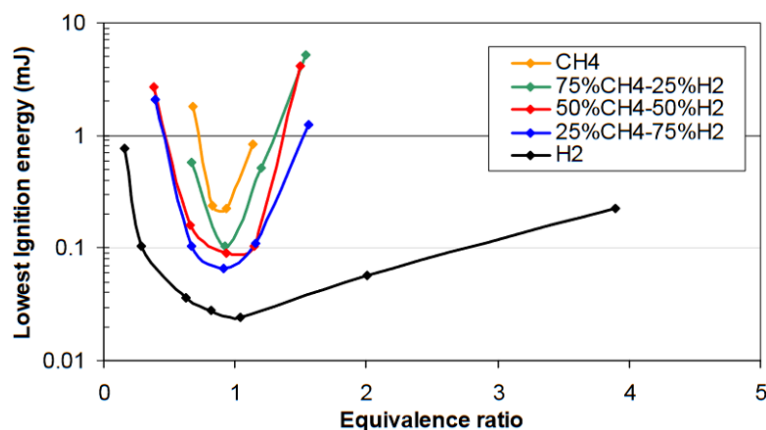


Figure 63 : Evolution de l'énergie minimale d'inflammation en fonction du rapport d'équivalence²²⁶ (un rapport d'équivalence de 1 correspond à une concentration stœchiométrique du mélange)²²⁷

²²⁵ Askar, Enis. (2016). Explosion Protection for Hydrogen and Natural Gas Mixtures. *HIPS-NET newsletter*, 11.

²²⁶ Le rapport d'équivalence permet de comparer des mélanges de compositions différentes en les rapportant à la stœchiométrie :

$$ER = \frac{(\text{Volume de gaz dans le mélange} / \text{Volume d'air dans le mélange})}{(\text{Volume de gaz à la stœchiométrie} / \text{Volume d'air à la stœchiométrie})}$$

²²⁷ Hankinson, G., Mathurkar, H., & Lowesmith, B. J. (2009). Ignition energy and ignition probability of methane-hydrogen-air mixtures. ICHS. https://h2tools.org/sites/default/files/2019-08/paper_3.pdf

2.11.3 Effet sur l'Interstice Expérimental Maximal de Sécurité

L'ajout d'hydrogène au gaz naturel a pour effet de faire diminuer l'[IEMS](#) du mélange de 1,14 mm (IEMS du méthane) à 0,29 mm (IEMS de l'hydrogène).

Le mélange gaz naturel-hydrogène passe ainsi du groupe de gaz IIA (jusqu'à environ 30% d'hydrogène) à IIB (jusqu'à environ 75% d'hydrogène) puis IIC (au-delà de 75% d'hydrogène), [au sens de la codification des marquages ATEX](#).

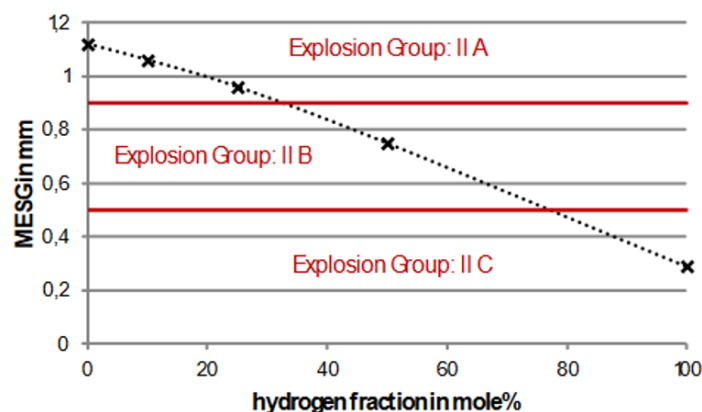


Figure 64 : Interstice Expérimental Minimal de Sécurité (IEMS ou MESG) de mélanges hydrogène-gaz naturel et groupes de gaz correspondants²²⁵.

2.11.4 Effet sur la violence des explosions

La composition d'un mélange hydrogène-gaz naturel a très peu d'effet sur la pression maximale d'explosion. Celle-ci reste autour d'une valeur d'environ 8 bar (Figure 65a). En revanche, la [vitesse de montée en pression](#) augmente fortement, de manière non-linéaire, avec la fraction d'hydrogène ajoutée au mélange méthane-gaz naturel : l'essentiel de l'augmentation s'opère au-delà de 50 % d'hydrogène (Figure 65a et b).

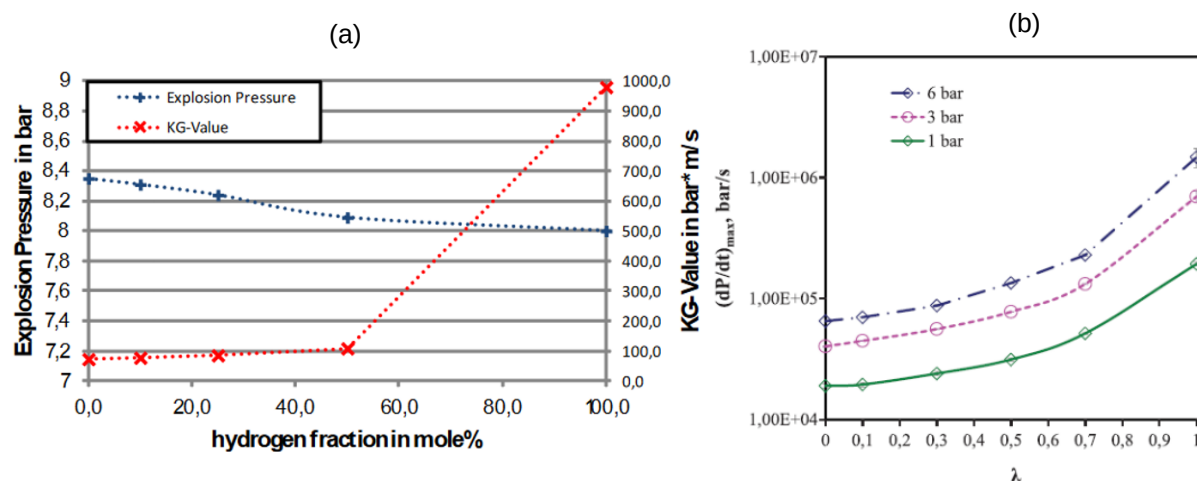


Figure 65 : (a) Pression maximale et [indice de déflagration \(K_G\)](#) en fonction de la fraction d'hydrogène ajoutée au mélange gaz naturel-air²²⁵ (b) vitesse maximale de montée en pression pour différentes proportions d'hydrogène par rapport au méthane ($\lambda=0$: 100% méthane ; $\lambda=1$: 100% hydrogène)²²⁸

²²⁸ Salzano, E., Cammarota, F., Di Benedetto, A., & Di Sarli, V. (2012). Explosion behavior of hydrogen-methane/air mixtures. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 25(3), 443-447. <https://doi.org/10.1016/j.jlp.2011.11.010>

La Figure 66, qui présente l'évolution de la [vitesse laminaire de combustion](#), permet de déterminer de manière plus précise à partir de quelle richesse en hydrogène les caractéristiques de l'explosion changent significativement. On voit que jusqu'à 60% d'hydrogène, la vitesse laminaire de combustion est peu modifiée et que les deux-tiers de l'augmentation ont lieu lorsque la richesse du mélange en hydrogène vient à dépasser 80%.

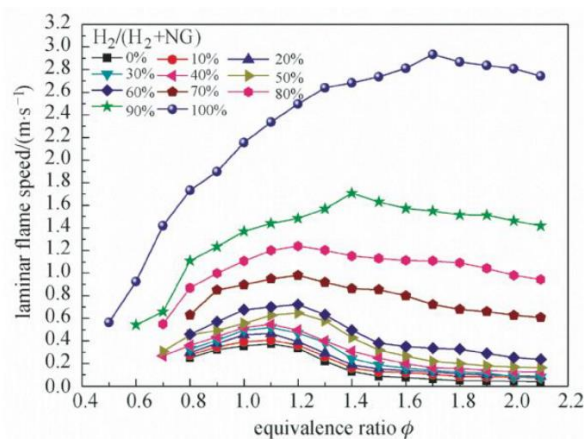


Figure 66 : Vitesse laminaire de combustion pour différentes compositions d'un mélange hydrogène-gaz naturel²²⁹

²²⁹ Dong, C. et al. (2010) Experimental study on the laminar flame speed of hydrogen/natural gas/air mixtures, Front. Chem. Eng. China, 4, 4, pp.417-422 <https://link.springer.com/article/10.1007/s11705-010-0515-8>

3 CADRE GENERAL DE LA MAITRISE DES RISQUES LIES A L'HYDROGENE

3.1 PREAMBULE

La maîtrise des risques liés aux procédés mettant en œuvre de l'hydrogène repose sur une démarche qui n'est pas fondamentalement différente de celle adoptée pour d'autres procédés industriels.

Cette démarche varie quelque peu selon les domaines d'application, les cadres réglementaires et les pays^{230,231}. Dans le contexte plus spécifique de l'hydrogène, des recommandations de maîtrise des risques sont fournies, notamment, dans la norme ISO TR 15916²³² et dans la norme française NF M58-003²³³.

Indépendamment du cadre d'application, la démarche de maîtrise des risques liés à un système ou à un procédé repose généralement sur trois grands piliers (Figure 67) :

- la limitation des risques par la conception ou la sécurité inhérente (*safety-by-design*) : il s'agit, en phase de conception du procédé, de rechercher toutes les mesures pouvant raisonnablement être prises pour limiter, par conception, la probabilité d'accidents ou la gravité de leurs conséquences potentielles ;
- la sécurité fonctionnelle, autrement dit la mise en place de barrières de sécurité. Ces barrières sont définies à partir d'un processus en plusieurs étapes²³⁴ :
 - o une analyse de risques : sur la base d'une description du procédé et de son environnement, il s'agit d'identifier, pour chaque phase de vie du procédé, l'ensemble des scénarios d'accidents susceptibles de survenir ;
 - o une évaluation des risques, au cours de laquelle chaque accident retenu à l'issue de l'analyse de risques fait l'objet d'une évaluation en termes de probabilité et de gravité des conséquences potentielles ;
 - o une appréciation de l'acceptabilité du risque : il s'agit, à partir de l'évaluation de chaque accident et de critères prédéfinis, d'évaluer l'acceptabilité du risque global lié au procédé ;
 - o si ce risque est jugé inacceptable, des barrières de sécurité sont mises en place. Une nouvelle évaluation et appréciation du risque est alors réalisée et de nouvelles barrières peuvent éventuellement être ajoutées, jusqu'à ce que le risque soit jugé acceptable ;
- la gestion opérationnelle du procédé, qui comporte plusieurs volets :
 - o le suivi en exploitation ;
 - o le contrôle et la maintenance préventive des équipements ;
 - o l'organisation de la sécurité, dont la formation ;
 - o la préparation aux situations d'urgence.

Ce chapitre vise d'abord à rappeler chacune des grandes étapes de cette démarche, en les rattachant au contexte de systèmes hydrogène.

Dans un deuxième temps est présenté le cadre réglementaire applicable aux activités mettant en œuvre de l'hydrogène. Même si la maîtrise des risques ne se réduit pas à l'application de cette réglementation, celle-ci contribue grandement à la prévention des risques d'accidents.

La terminologie utilisée dans la suite de ce rapport sera celle fixée dans le cadre du Code de l'environnement pour les ICPE. Même si tous les systèmes hydrogène ne relèvent pas de cette réglementation, cette terminologie, définie dans le glossaire de la circulaire du 10 mai 2010²³⁵ est communément utilisée et facilement transposable à tous types de systèmes. Ainsi, les termes d'accident, de scénario d'accident, d'événement redouté central (ERC), d'événement initiateur (EI),

²³⁰ Norme NF EN IEC 31010 Management du risque - Techniques d'appréciation du risque

²³¹ Norme NF EN ISO 12100 Sécurité des machines – principes généraux de conception – Appréciation du risque et réduction du risque

²³² Norme ISO TR 15916 Considérations fondamentales pour la sécurité des systèmes à hydrogène

²³³ Norme NF M58-003 Installation des systèmes mettant en œuvre l'hydrogène

²³⁴ Ineris (2015) Omega 9 - Etudes de dangers d'une installation classée <https://www.ineris.fr/fr/omega-9-etude-dangers-installation-classee>

²³⁵ Circulaire du 10 mai 2010 récapitulant les règles méthodologiques applicables aux études de dangers, à l'appréciation de la démarche de réduction du risque à la source et aux plans de prévention des risques technologiques (PPRT) dans les installations classées en application de la loi du 30 juillet 2003 https://www.bulletin-officiel.developpement-durable.gouv.fr/documents/Bulletinofficiel-0024331/met_20100012_0100_0027.pdf

d'événement secondaire (ERS), de phénomène dangereux (PhD), d'enjeux, de barrière de sécurité (BS), etc. seront à prendre au sens donné dans ce glossaire.

Notons également que les risques traités dans la suite de ce rapport sont essentiellement ceux liés à l'hydrogène gazeux, qui est de loin la forme la plus courante d'usage de l'hydrogène. Les risques et les enjeux liés à l'hydrogène liquide, technologie [encore peu déployée](#), seront traités de manière plus succincte au § 8.7. Les accidents associés aux [molécules dérivées de l'hydrogène](#) (ammoniac, méthanol, méthane) ou aux vecteurs [liquides](#) ou [solides](#) de l'hydrogène sont spécifiques à ces produits et sortent du champ de ce document. Ils seront juste évoqués dans le paragraphe dédié aux enjeux maritimes et portuaires (§ 8.11.5).

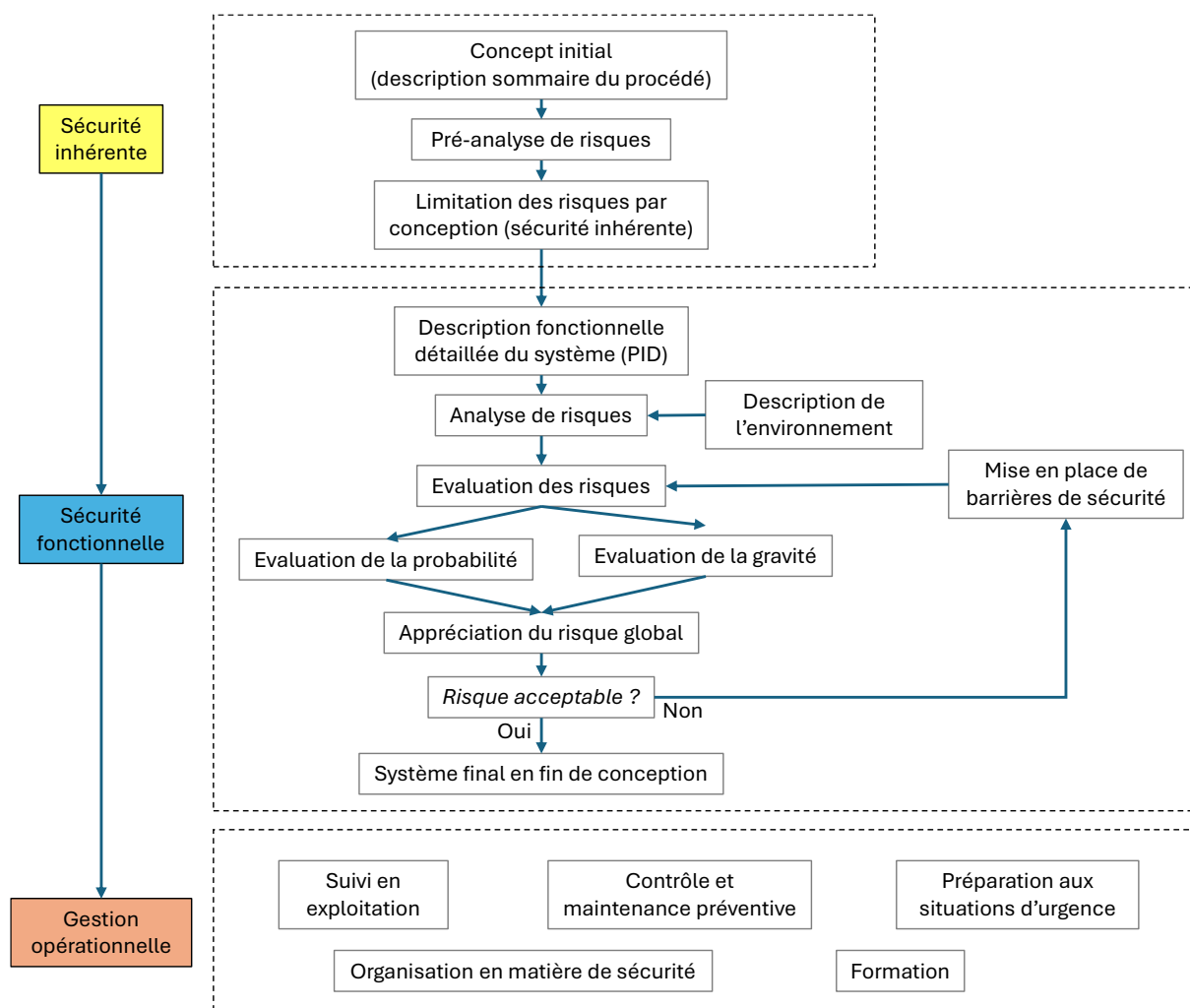


Figure 67 : Démarche générale de maîtrise des risques liée à un système hydrogène

3.2 QUELLE EST LA DEMARCHE GENERALE DE MAITRISE DES RISQUES LIES A L'HYDROGENE ?

3.2.1 La sécurité inhérente

La première étape d'une [démarche de maîtrise des risques liés à un système hydrogène](#) est d'évaluer la possibilité de limiter les risques par conception (Figure 67).

Cette approche dite de [sécurité inhérente](#) (*safety-by-design*)²³⁶, développée par Trevor Kletz^{237,238} dans les années 70, est fondée sur quatre principes de base : minimiser, substituer, modérer et simplifier.

Dans le cadre d'un procédé mettant en œuvre de l'hydrogène, ces principes peuvent être déclinés sous les formes suivantes :

1. Réduire les potentiels de dangers :
 - minimiser la quantité d'hydrogène stockée ou mise en œuvre ;
 - substituer l'hydrogène par une substance moins dangereuse, par exemple utiliser de [l'hydrogène dilué avec un gaz inerte](#) ;
 - modérer par conception les conditions opératoires (pression, température, débit), par exemple en limitant la pression de sortie d'un compresseur ou en minimisant le diamètre des tuyauteries et des orifices de décharge ;
2. Réduire les effets ou la gravité des conséquences en cas de rejet accidentel :
 - [placer le système en milieu ouvert](#) ;
 - limiter l'encombrement et les zones de confinement potentielles ;
 - [éloigner les enjeux par rapport aux sources de danger](#) ;
 - [réduire la vulnérabilité des structures environnantes aux effets d'accidents potentiels](#) ;
3. Réduire les fréquences des événements initiateurs :
 - [éloigner les sources d'agression potentielles](#) ;
 - [simplifier le système](#) et la conception de chaque composant ;
 - minimiser le risque d'erreurs opératoires : [détrompeurs mécaniques](#) par exemple ;
4. Eviter les erreurs de conception :
 - [choix de matériaux compatibles avec l'hydrogène](#) ;
 - [marges de dimensionnement](#) vis-à-vis des conditions opératoires prévisionnelles ;
 - choix de composants éprouvés et [conformes aux exigences de mise sur le marché](#) ;
5. Limiter les erreurs de fabrication ou de mise en service :
 - [vérifications, contrôles et essais](#) ;

Les principales mesures de sécurité pouvant être mises en place dans le cadre de systèmes hydrogène, dont celles relevant de la sécurité inhérente, sont décrites dans le [Chapitre 7](#) et rassemblées dans le Tableau 24.

La particularité des nouvelles applications de l'hydrogène est qu'un certain nombre de systèmes seront déployés dans le domaine public, avec des capacités de surveillance sur place et d'intervention rapide limitées. L'essentiel de la maîtrise du risque devra alors reposer sur une conception robuste, nécessitant peu de maintenance et excluant les barrières à action manuelle de sécurité et les barrières humaines de sécurité. Dans ce cadre, la sécurité inhérente est amenée à prendre une place de plus en plus importante dans la maîtrise des risques liés aux systèmes hydrogène.

On notera cependant que si les principes de sécurité inhérente affichent une certaine simplicité théorique, leur mise en œuvre est parfois d'une grande complexité pratique.

²³⁶ Van Gelder, P. et al. (2021) Safe-by-Design in Engineering: An Overview and Comparative Analysis of Engineering Disciplines, Int. J. of Environmental Research and Public Health, Vol. 18/12, p. 6329, <https://doi.org/10.3390/ijerph18126329>

²³⁷ Kletz, T.A. (1985) Cheaper, Safer Plants or Wealth and Safety at Work: Notes on Inherently Safer and Simpler Plants; The Institution of Chemical Engineers: Rugby, Warwickshire, UK <https://search.worldcat.org/fr/title/Cheaper-safer-plants-or-wealth-and-safety-at-work/-:notes-on-inherently-safer-and-simpler-plants/oclc/15020496>

²³⁸ Kletz, T.A. (1991) Inherently safer plants – recent progress <https://www.icheme.org/media/10434/xi-paper-14.pdf>

3.2.2 L'analyse de risques

L'analyse de risques (AR) est une étape clé de toute [démarche de maîtrise des risques liés à un système hydrogène](#). Elle consiste à identifier l'ensemble des scénarios d'accidents susceptibles de survenir sur le système étudié, à chacune de ses phases de vie et dans son environnement spécifique, et à estimer qualitativement la probabilité et la gravité de chaque accident potentiel. Cette première estimation permet de hiérarchiser les accidents avant l'étape [d'évaluation des risques](#).

Une analyse des risques est importante, notamment, dans le cas de procédés nouveaux ou opérés dans des environnements nouveaux, comme c'est le cas de nombreux systèmes hydrogène. Il convient de réaliser une première AR, même sommaire, dès la phase amont de conception du procédé, afin de diriger les premiers choix techniques vers une [conception sûre](#). Cette pré-analyse est ensuite affinée à mesure que le projet gagne en précision (Figure 67).

L'analyse de risques doit être menée selon une méthode systématique et par un groupe de travail rassemblant les principales composantes du personnel impliquées dans l'exploitation du système (y compris les opérations de maintenance) et la gestion des risques.

Les méthodes d'analyse de risques sont variées (HAZID, HAZOP, AMDEC, etc.) et décrites dans plusieurs documents, notamment la norme NF EN IEC 31010²³⁹, les rapports Omega 7²⁴⁰ et Omega 9²³⁴ de l'Ineris, ainsi que dans la circulaire du 10 mai 2010²³⁵.

Afin de limiter le nombre de scénarios d'accidents à traiter dans la phase ultérieure d'évaluation des risques, ceux-ci sont regroupés dans des scénarios représentatifs (généralement majorants), englobant un ensemble de scénarios réels possibles. Par exemple, toutes les fuites de diamètre inférieur à 10 mm liées à une tuyauterie peuvent être représentées par un événement unique : « Fuite de diamètre 10 mm ».

A l'issue de ce travail d'analyse des risques, il est commode de représenter l'ensemble des scénarios d'accidents potentiels sous la forme de nœuds papillon (Figure 68).

Avant de procéder à la phase d'évaluation des risques, un certain nombre de scénarios peuvent être écartés, soit parce que leurs effets sont jugés trop limités, soit parce que la réglementation permet qu'ils soient traités de manière déterministe.

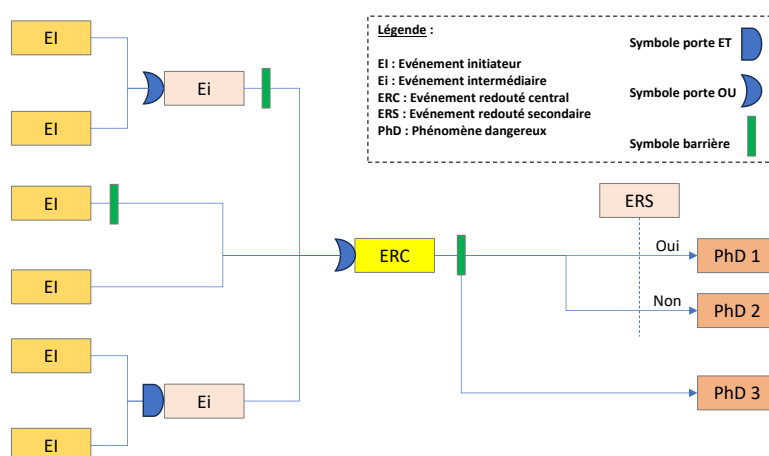


Figure 68 : Représentation d'accidents en nœud papillon

3.2.3 L'évaluation des risques

L'évaluation des risques associés à un système industriel consiste, pour chacun des accidents retenus lors de [l'analyse de risques](#), à évaluer leur [probabilité d'occurrence](#) et la gravité de leurs conséquences potentielles (Figure 67). Cette gravité est elle-même évaluée par le croisement entre [l'intensité des](#)

²³⁹ Norme NF EN IEC 31010 Management du risque - Techniques d'appréciation du risque

²⁴⁰ Ineris (2006) Méthodes d'analyse des risques générés par une installation industrielle

effets des phénomènes dangereux potentiellement générés par l'accident et la vulnérabilité des enjeux situés dans la zone d'effets concernée²³⁵.

Dans le cadre de systèmes faisant partie d'installations classées soumises à autorisation, l'évaluation de la probabilité, de l'intensité des effets et de la gravité des conséquences des accidents potentiels, s'effectue selon des échelles réglementaires, définies dans l'arrêté du 29 septembre 2005²⁴¹ et reportées dans la Figure 69 et le Tableau 3, en ce qui concerne respectivement la probabilité et l'intensité des effets.

Les méthodes d'évaluation de la probabilité des accidents liés aux systèmes hydrogène sont présentées en détails aux [Chapitre 5](#) et celles permettant d'évaluer l'intensité des effets des phénomènes dangereux associés sont présentées au [Chapitre 6](#). En ce qui concerne l'évaluation de la gravité, la méthodologie est la même pour les systèmes hydrogène que pour les autres systèmes relevant du même cadre réglementaire. Pour des systèmes appartenant à des installations classées soumises à autorisation, des éléments d'évaluation de la gravité sont fournis dans la fiche n°1 de la circulaire du 10 mai 2010²³⁵ et dans le rapport Omega 9 de l'Ineris²³⁴.

Echelle de probabilité	E	D	C	B	A
Qualitative (si le REX est suffisant)	« événement possible mais non rencontré au niveau mondial » : n'est pas impossible au vu des connaissances actuelles	« événement très improbable » : s'est déjà produit mais a fait l'objet de mesures correctives réduisant significativement la probabilité de ce scénario	« événement improbable » : un événement similaire déjà rencontré dans le secteur d'activité ou dans ce type d'organisation au niveau mondial, sans que les éventuelles corrections intervenues depuis apportent une garantie de réduction significative de sa probabilité	« événement probable sur site » : s'est produit et/ou peut se produire pendant la durée de vie des installations	« événement courant » : se produit sur le site considéré et/ou peut se produire à plusieurs reprises pendant la durée de vie des installations, malgré d'éventuelles mesures correctives
Semi-quantitative	Cette échelle est intermédiaire entre les échelles qualitative et quantitative, et permet de tenir compte de la cotation des mesures de maîtrise des risques mises en place				
Quantitative (par unité et par an)		10 ⁻⁵	10 ⁻⁴	10 ⁻³	10 ⁻²

Figure 69 : Echelle de probabilité des accidents applicable aux installations classées soumises à autorisation²⁴¹

	Effets de surpression mbar	Effets thermiques	
		kW/m ²	(kW/m ²) ^{4/3} s
Seuil des bris de vitre (BV)	20 ⁽¹⁾	-	-
Seuil des effets irréversibles (EI)	50	3	600
Seuil des effets létaux (EL)	140	5	1000
Seuil des effets létaux significatifs (ELS)	200	8	1800

⁽¹⁾ Compte tenu des dispersions de modélisation pour les faibles surpressions, il peut être adopté pour la surpression de 20 mbar une distance d'effets égale à 2 fois la distance d'effets obtenue pour une surpression de 50 mbar.

Tableau 3 : Echelle réglementaire d'intensité des effets thermiques et de surpression applicable aux installations classées soumises à autorisation ²⁴¹

²⁴¹ Arrêté du 29 septembre 2005 relatif à l'évaluation et à la prise en compte de la probabilité d'occurrence, de la cinétique, de l'intensité des effets et de la gravité des conséquences des accidents potentiels dans les études de dangers des installations classées soumises à autorisation <https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000000245167/>

3.2.4 L'appréciation de l'acceptabilité du risque lié au système

Après avoir procédé à l'évaluation, en probabilité et en gravité, des accidents susceptibles de survenir sur le système hydrogène étudié, une appréciation globale de l'acceptabilité du risque associé au système est réalisée, sur la base de critères prédéfinis (Figure 67). Ces critères peuvent être fixés à l'échelle de l'entreprise, de la profession, voire à l'échelle nationale ou internationale, via la réglementation. Ils sont généralement explicités au travers d'une matrice de criticité, croisant des classes de probabilité et de gravité, et sur laquelle les accidents potentiels sont positionnés.

Dans le cas d'un système hydrogène appartenant à une installation classée soumise à autorisation, la matrice de criticité à utiliser dans le cadre de l'EDD est celle présentée dans la circulaire du 10 mai 2010²³⁵.

3.2.5 Les barrières de sécurité

Si, à l'issue de la phase d'appréciation du risque généré par le système hydrogène étudié, le risque est jugé inacceptable (flèche « non » sur la Figure 67), des barrières de sécurité²⁴² sont mises en place pour limiter la probabilité ou la gravité de certains accidents potentiels. Le risque est alors réévalué et de nouvelles barrières peuvent être mises en place, jusqu'à ce que le risque global associé au système soit jugé acceptable.

Une barrière de sécurité²⁴³ est un ensemble d'éléments techniques et/ou organisationnels nécessaires et suffisants pour assurer une fonction de sécurité. Les principales actions assurées par les fonctions de sécurité sont : empêcher, éviter, détecter, contrôler, limiter²³⁵.

On distingue généralement :

- les barrières de prévention, qui visent à éviter ou à limiter la probabilité de survenue du phénomène dangereux conduisant à l'accident ;
- les barrières de mitigation (ou limitation), qui visent à limiter l'intensité des effets d'un phénomène dangereux ;
- les barrières de protection, qui visent à limiter les conséquences des effets d'un phénomène dangereux sur les enjeux potentiels par une diminution de leur vulnérabilité.

Une démarche de maîtrise des risques vise en premier lieu à agir en prévention et en mitigation, les mesures de protection n'étant envisagées que si toutes les mesures de prévention et de limitation pouvant raisonnablement être mises en place ne permettent pas d'atteindre un niveau de risque acceptable.

Une barrière peut être technique, humaine ou faire intervenir des composantes à la fois techniques et humaines (Figure 70). Les principes de fonctionnement et les critères d'évaluation des barrières techniques de sécurité sont présentés en détails dans le rapport Omega 10²⁴⁴ de l'Ineris. Les barrières humaines de sécurité et leurs conditions de valorisation sont traitées, quant à elles, dans les rapports Omega 20²⁴⁵ et Omega 30²⁴⁶ de l'Ineris, ainsi que dans la fiche n°7 de la circulaire du 10 mai 2010²³⁵.

Il est à noter que toutes les barrières ne sont pas valorisables dans l'évaluation des risques. Celles-ci doivent en effet respecter un ensemble de critères. Des barrières contribuant à la sécurité mais ne remplissant pas toutes les conditions pour être valorisées dans l'évaluation des risques peuvent être qualifiées de bonnes pratiques.

²⁴² Dans le cadre d'installations classées relevant de la directive Seveso, ces barrières sont aussi appelées mesures de maîtrise des risques

²⁴³ Dans le cadre des ICPE soumises à autorisation, le terme de mesure de maîtrise des risques (MMR) est également utilisé

²⁴⁴ Ineris (2018) Omega 10 – Evaluation de la performance des barrières techniques de sécurité <https://www.ineris.fr/fr/omega-10-evaluation-performance-barrieres-techniques-securite>

²⁴⁵ Ineris (2009) Omega 20 - Démarche d'évaluation des Barrières Humaines de Sécurité <https://www.ineris.fr/fr/omega-20-demarche-evaluation-barrieres-humaines-securite>

²⁴⁶ Ineris (2017) Omega 30 - Guide de l'ingénierie des facteurs organisationnels et humains (FOH) <https://www.ineris.fr/fr/omega-30-guide-ingenierie-facteurs-organisationnels-humains-foh>

Les principales mesures de sécurité pouvant être mises en place dans le cadre de systèmes hydrogène, dont celles relevant de la sécurité fonctionnelle (barrières de sécurité), sont décrites dans le [Chapitre 7](#) et rassemblées dans le Tableau 24.

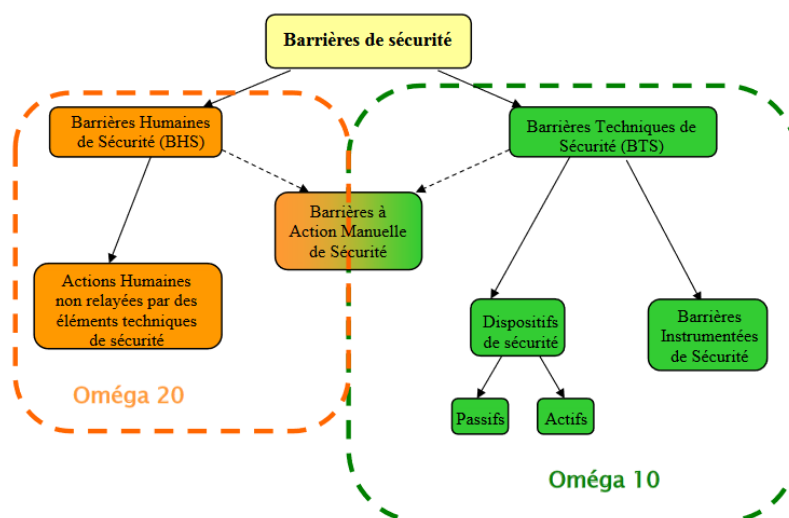


Figure 70 : Typologie des barrières de sécurité. Les encadrés vert et orange représentent les périmètres des rapports Omega 10²⁴⁴ et Omega 20²⁴⁵ de l'Ineris

3.2.6 La mise en sécurité ou l'arrêt d'urgence du système

Un certain nombre de [barrières de sécurité](#) mises en place dans les systèmes hydrogène comportent une série d'actions destinées à mettre en sécurité une partie ou l'ensemble du système sur détection d'une situation dangereuse : détection de gaz, détection incendie, dérive de paramètres, etc.

Ces procédures de mise en sécurité peuvent être entièrement automatiques, dans le cas de barrières instrumentées de sécurité, ou comporter des actions manuelles, dans le cas de barrières à actions manuelles de sécurité (cf. Figure 70).

Ces procédures doivent en principe être établies sur la base de l'analyse de risques. En fonction de la criticité de chaque situation dangereuse potentielle, plusieurs niveaux d'actions peuvent être définis, allant du simple isolement de l'équipement en défaut (par la fermeture d'une vanne et l'arrêt éventuel du procédé dans la section concernée), à l'arrêt total de l'installation, voire de l'usine.

Dans ces deux derniers cas, on parle d'arrêt d'urgence. Au-delà de l'arrêt du procédé, une procédure d'arrêt d'urgence peut impliquer :

- une coupure d'énergie : mise hors tension des processus hormis ceux indispensables aux actions de sécurité ;
- la dépressurisation voire la purge du système avec évacuation de l'hydrogène à [l'évent](#) ;
- l'évacuation de l'hydrogène éventuellement dispersé dans l'enceinte (en cas de système confiné) par une [ventilation forcée](#) ;
- l'émission d'une alarme sonore et/ou visuelle en local, relayée le cas échéant vers un site de surveillance à distance.

3.2.7 Le suivi en exploitation

Un des volets importants de [la gestion de la sécurité d'un système hydrogène](#) (Figure 67) réside dans le suivi des variables d'exploitation (pression, température, débit, nombre de cycles effectués, gradients de pression et de température, etc.) et des interventions effectuées sur le système : date et nature des [opérations de contrôle et de maintenance](#) des équipements.

Le but de ce suivi opéré par l'exploitant, est de s'assurer que les conditions d'exploitation respectent les spécifications du système (fournies par l'intégrateur) et de ses composants (fournies par leurs fabricants).

3.2.8 Le contrôle et la maintenance préventive

Le contrôle et la maintenance préventive²⁴⁷ est une composante essentielle de la [démarche de maîtrise des risques liée à un système hydrogène](#) (Figure 67). Un plan d'inspection et de maintenance, adapté à chaque type d'équipement et tenant compte des prescriptions du fabricant et des bonnes pratiques, doit être établi et suivi²⁴⁸.

La note ED 828 de l'INRS²⁴⁹ fournit une liste des vérifications les plus usuelles à effectuer sur un système industriel. L'annexe C de la norme NF M58-003²³³ propose une liste plus spécifique aux systèmes hydrogène.

Il est à noter que ces listes ne sont qu'indicatives. En effet, le plan d'inspection et de maintenance doit être spécifique à chaque installation et découler de [l'analyse de risques](#)²⁵⁰. Une stratégie d'inspection basée sur les risques (*Risk-based Inspection, RBI*)²⁵¹ peut être une façon d'optimiser et d'adapter en temps réel le plan d'inspection à l'état du système.

Les ESP et ESPT doivent faire l'objet d'un suivi en service [conforme aux exigences réglementaires](#). Une attention particulière doit également être portée aux composants les plus vulnérables (raccords, brides, joints, soupapes, etc.) ou particulièrement exposés à [la corrosion](#), aux vibrations, à l'usure ou à la fatigue (réservoirs, compresseurs, etc.).

Un enjeu réside dans la capacité à contrôler des équipements par des méthodes non-intrusives (*NI*, *Non-intrusive Inspection*), y compris en service (*In-service Inspection*)²⁵². Des réservoirs de véhicules à hydrogène, par exemple, peuvent être amenés à subir des chocs lors de petits accidents, qui peuvent altérer leur enveloppe et dégrader leur résistance à la rupture, sans que ces lésions soient détectables par un examen en surface. Des solutions permettant de rechercher des indices de corrosion, de fragilisation à l'hydrogène ou de défauts de soudures sont déjà sur le marché.

3.2.9 La formation

La formation et la compétence des acteurs impliqués est une composante essentielle de [l'organisation de la sécurité](#) associée à un procédé hydrogène. Elle s'avère particulièrement cruciale dans un contexte de [fort développement de la filière](#), qui voit arriver de nouveaux acteurs, qui pour certains sont peu familiers avec cette molécule. On peut citer, parmi ces nouveaux acteurs : les *start-ups* qui développent de nouveaux procédés hydrogène, les collectivités territoriales, les exploitants de flottes de bus, les centres d'essais, les laboratoires de recherche, etc.

Les personnels en contact avec l'hydrogène sont parfois amenés à devoir travailler en [zones ATEX](#). De par le code du travail, ils sont alors soumis à une obligation de formation, sous la responsabilité de l'employeur. Toutefois, ces formations ne sont pas centrées sur les propriétés et les risques liés à l'hydrogène.

Il existe désormais des formations qui traitent spécifiquement des risques liés à l'hydrogène. L'Ineris en propose plusieurs²⁵³, ainsi que d'autres organismes en France²⁵⁴. Ces formations s'adressent

²⁴⁷ On distingue la maintenance préventive, qui consiste à programmer des opérations de remplacement ou d'entretien d'équipements afin d'éviter qu'ils ne dysfonctionnent, de la maintenance corrective ou curative, qui consiste à intervenir lorsqu'un équipement est défaillant.

²⁴⁸ Ineris (2017) Omega 30 : Guide de l'ingénierie des facteurs organisationnels et humains (FOH) https://www.ineris.fr/sites/ineris.fr/files/contribution/Documents/241-Guide%20SGS_Diffusion.pdf

²⁴⁹ Guide INRS ED 828 Principales vérifications périodiques <https://www.inrs.fr/media.html?reflNRS=ED%20828>

²⁵⁰ Dans le cas d'une installation Seveso seuil haut, l'inspection et maintenance des équipements s'inscrivent dans le cadre général du Système de Gestion de la Sécurité (SGS) de l'installation. Ce SGS est établi à partir de l'Etude de Danger (EDD). Pour plus de détails, voir le guide d'inspection du SGS : https://www.ineris.fr/sites/ineris.fr/files/contribution/Documents/241-Guide%20SGS_Diffusion.pdf

²⁵¹ Tarrisse, A. Méthodologie de l'évaluation de la quantification des fréquences d'événements associés aux nouvelles technologies et intégrant leur vieillissement, rapport Ineris (à paraître)

²⁵² Exleben, X. (2024) Challenges in repair welding of in-service h2-pipelines <https://opus4.kobv.de/opus4-bam/frontdoor/index/index/year/2024/docId/60327>

²⁵³ <https://www.ineris-formation.fr/fr/formations/risques-technologiques/nouvelles-technologies-energetiques>

²⁵⁴ France Hydrogène (2024) Le guide emplois et formations dans la filière hydrogène <https://www.calameo.com/read/003039428c061b6764db9?authid=hWm0GoV5cBw7>

essentiellement à des publics d'ingénieurs ou de décisionnaires : concepteurs ou intégrateurs de systèmes hydrogène, gestionnaires de projets, responsables HSE, etc.

Avec le déploiement de la filière, apparaît un besoin de plus en plus grand de formations destinées à des techniciens (d'exploitation ou de maintenance), comprenant des exercices pratiques et potentiellement certifiantes²⁵⁵. De telles formations sont en cours de développement, notamment dans le cadre du projet GENHYO²⁵⁶ ou de la SYMBIO Hydrogen Academy²⁵⁷.

3.2.10 L'organisation de la sécurité

L'analyse de l'accidentologie montre l'importance des facteurs humains et organisationnels dans les accidents industriels, y compris ceux impliquant de l'hydrogène. La mise en place d'une organisation claire en matière de sécurité est donc un élément central de la maîtrise des risques liés à un projet hydrogène.

Cette organisation vise à traduire de manière opérationnelle les mesures de maîtrise résultant de l'analyse de risques, ainsi que les exigences de la réglementation. Elle doit résulter d'un travail collectif, intégrant l'ensemble des personnes concernées : opérateurs de terrain, service HSE, mais aussi ressources humaines, service achat, etc.

Cette organisation comprend notamment :

- une définition claire des rôles et des responsabilités de chaque intervenant, y compris des sous-traitants ;
- la formation, le maintien et la vérification régulière des compétences en lien avec la sécurité ;
- l'établissement de procédures et de check-lists permettant de prendre les bonnes décisions lors des opérations d'exploitation ou de maintenance ;
- la bonne compréhension des consignes par les employés et par les sous-traitants, facilitée par leur participation à l'élaboration de ces consignes ;
- la bonne communication horizontale des informations liées à la sécurité, notamment lors de changements de postes ;
- une disponibilité et une attention de l'encadrement aux conditions de travail et à la bonne application des règles et des procédures ;
- un environnement et des heures de travail adaptés ;
- un recueil, une analyse et un partage systématique des informations sur les incidents et accidents rencontrés, y compris les signaux faibles, par exemple par des « *safety moments* » réguliers. L'analyse des accidents et incidents doit impliquer l'ensemble des acteurs, dans un esprit de compréhension des dysfonctionnements et non de jugement.

Ces mesures organisationnelles doivent contribuer à forger une culture de sécurité, qui doit imprégner tous les maillons de l'entreprise.

3.2.11 La préparation aux situations d'urgence

Le maillon ultime de la démarche de maîtrise des risques est la préparation aux situations d'urgence. Cette préparation doit s'effectuer notamment à travers :

- l'établissement de procédures et la vérification, par des exercices périodiques, de l'opérationnalité et de la bonne assimilation de ces procédures. Celles-ci doivent inclure la communication avec les services secours externes (SDIS) si la situation le justifie ;
- la mise à disposition de moyens et de formations spécifiques pour les personnels chargés d'intervenir en cas d'accident ;
- la préparation par les SDIS de notices d'intervention opérationnelles spécifiques aux systèmes hydrogène.

Les projets européens HYRESPONSE (2013-2016) et HYRESPONDER (2020-2023) ont permis la rédaction d'un ensemble de guides et de supports pédagogiques destinés aux personnels de secours

²⁵⁵ Projet DEF'HY (2023) Développer l'emploi et les formations pour la filière hydrogène <https://s3.production.france-hydrogene.org/uploads/sites/4/2023/09/02FINAL-Rapport-Hydrogene-WEB.pdf>

²⁵⁶ <https://www.univ-toulouse.fr/grands-programmes/genhyo-generation-hydrogene-occitanie>

²⁵⁷ SYMBIO Hydrogen Academy <https://www.symbio.one/actualites-medias/newsroom/symbio-cree-symbio-hydrogen-academy>

susceptibles d'intervenir sur des accidents d'hydrogène²⁵⁸. Les normes ISO TR 15916²³² et NF M58-003²³³ (dans son annexe D) fournissent également des principes à suivre en cas d'intervention d'urgence.

Au-delà des consignes générales sur la protection contre les incendies^{259,260}, les mesures à adopter en cas de situation accidentelle sur un équipement hydrogène sont principalement les suivantes²⁵⁸ :

- actionner le [dispositif d'arrêt d'urgence](#), si celui-ci existe ;
- éloigner le personnel non absolument nécessaire - mettre en place un périmètre de sécurité de 100 m ;
- ne pas intervenir sur le système s'il n'y a pas de dégagement de personnes à effectuer, afin d'éviter tout risque de brûlure ou de porter des sources d'inflammation ;
- en cas de feu à proximité, refroidir le système hydrogène (par arrosage), afin de limiter son échauffement et le protéger du risque [d'éclatement](#). Veiller à ne pas arroser les [événements](#) (risque de bouchage) ;
- en cas de [feu torche](#) sur un équipement hydrogène, ne pas chercher à l'éteindre tant que la fuite n'est pas isolée (afin d'éviter tout risque d'explosion), d'autant que les flammes d'hydrogène sont difficiles à étouffer²⁶¹ ;
- en cas de besoin d'intervenir sur le système, se vêtir d'équipements de protection, de caméras thermiques et de détecteurs de gaz portatifs.

La principale difficulté liée aux nouvelles applications de l'hydrogène, en termes de réponse aux situations d'urgence, tient au fait que de nombreux systèmes sont destinés à fonctionner sans la présence sur place de personnels d'exploitation à même de réagir rapidement en cas de situation accidentelle. Le délai d'intervention sur la zone d'accident ne peut alors être inférieur à 10-15 minutes, sachant qu'à titre d'exemple, [un réservoir d'hydrogène pris dans un feu éclate en moyenne en 5 minutes](#). Dans ce type de contexte, une forte sécurisation par la conception ([sécurité inhérente](#)), ainsi qu'une sensibilisation et une formation des usagers sur la conduite à tenir en cas d'incident, sont particulièrement recommandées.

3.3 QUEL EST LE CADRE REGLEMENTAIRE APPLICABLE AUX ACTIVITES LIEES A L'HYDROGENE ?

Les activités liées à l'hydrogène sont encadrées, du point de vue de la sécurité, par un ensemble de dispositifs complémentaires. Ceux-ci sont illustrés sur la Figure 71, dans l'exemple d'une station-service.

Ces dispositifs sont en pleine évolution. En effet, ils ont été établis dans un contexte où l'hydrogène s'utilisait essentiellement en milieu industriel, avec des personnels formés, s'appuyant sur des pratiques matures et pouvant surveiller l'installation et intervenir rapidement en cas d'incident. Les nouveaux contextes d'utilisation de l'hydrogène, dans des environnements parfois publics (stations-service), souvent plus contraints en termes d'espace et sans que des personnels d'exploitation soient nécessairement présents sur site, obligent à revoir cette réglementation.

Ci-après sont présentés les principaux éléments du cadre réglementaire de l'hydrogène et quelques-uns des travaux en cours pour le mettre à jour. Notons que France Hydrogène met également à disposition, sur son site, un ensemble de fiches très utiles sur la réglementation de l'hydrogène²⁶², ainsi que des propositions pour son évolution²⁶³.

²⁵⁸ Projet HYRESPONDER – Training materials <https://hyresponder.eu/e-platform/training-materials/>

²⁵⁹ Normes ISO 8421-1 : Protection contre l'incendie

²⁶⁰ Guide INRS ED 6230 Consignes de sécurité incendie. Conception et plans associés (évacuation et intervention), INRS, ED 6230 <https://www.inrs.fr/media.html?refINRS=ED%206230>

²⁶¹ Hyresponder project (2023) Cours 2 Propriétés de l'hydrogène relatives à la sécurité NIVEAU IV https://hyresponder.eu/wp-content/uploads/2023/07/Cours2_HyResponder_Niveau4_FR.pdf

²⁶² France Hydrogène, Fiches pratiques sur la réglementation hydrogène <https://vighy.france-hydrogene.org/ressources-documentaires/>

²⁶³ France Hydrogène (2024) Réponse à consultation sur la Stratégie nationale pour le développement de l'H₂ décarboné https://s3.production.france-hydrogene.org/uploads/sites/4/2024/01/Pack-re%CC%80glementaire_SNH2_19.01.2024_Vfin-1.pdf

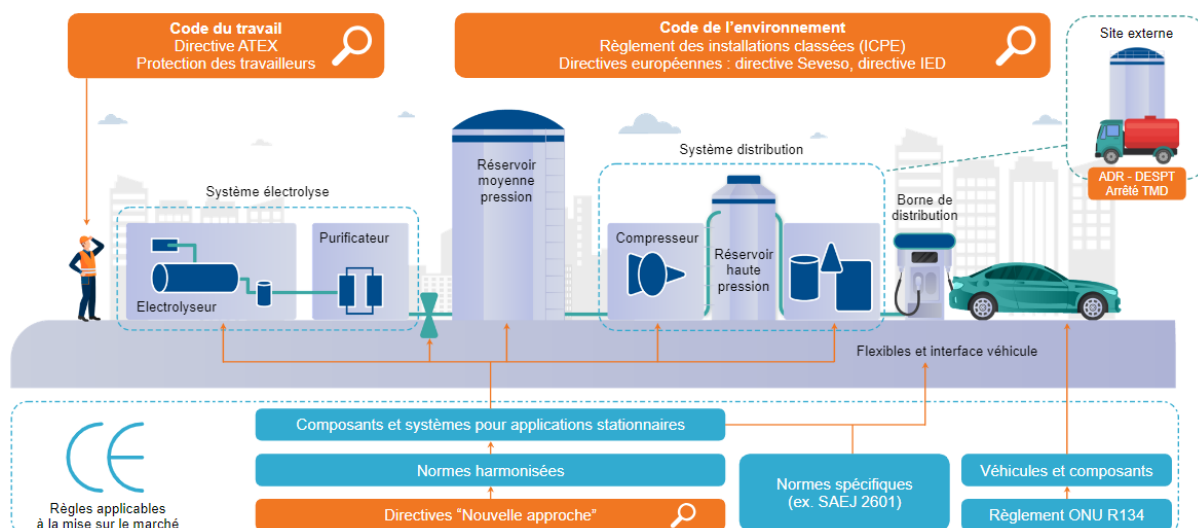


Figure 71 : Les dispositifs réglementaires applicables en France dans le cas d'une station-service hydrogène²⁶⁴

3.3.1 La réglementation des installations classées pour la protection de l'environnement

Les installations mettant en œuvre de l'hydrogène sont susceptibles de relever de la réglementation des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE)^{265, 266}. Cette réglementation vise à protéger les riverains et l'environnement des risques, pollutions et nuisances susceptibles d'être occasionnées par une activité industrielle.

L'hydrogène est nommément désigné dans trois rubriques de la nomenclature des installations classées :

- **la rubrique 4715** : « Hydrogène (numéro CAS 133-74-0) ». Cette rubrique concerne toutes les installations terrestres dans lesquelles la quantité d'hydrogène susceptible d'être présente est supérieure ou égale à 100 kg. Tant que cette quantité reste strictement inférieure à 1 tonne, le régime applicable est celui de la déclaration, les installations relevant de ce régime étant soumises à deux arrêtés de prescriptions générales (AMPG) : l'arrêté du 12 février 1998²⁶⁷ et pour les sites de ravitaillement de chariots élévateurs à hydrogène, l'arrêté du 26 novembre 2015²⁶⁸. A partir de 1 tonne, le régime applicable est celui de l'autorisation ;
- **la rubrique 1416** : « Stations-service : installations terrestres²⁶⁹, ouvertes ou non au public, où l'hydrogène gazeux est transféré dans les réservoirs de véhicules, la quantité journalière d'hydrogène distribuée étant supérieure ou égale à 2 kg/jour ». Les installations qui relèvent de cette rubrique sont soumises à déclaration avec contrôle périodique et doivent respecter les prescriptions de l'arrêté du 22 octobre 2018²⁷⁰ dit « AMPG 1416 » (en cours de révision) ;
- **la rubrique 3420** : « Fabrication en quantité industrielle par transformation chimique ou biologique de produits chimiques inorganiques, tels que [...] hydrogène ». Les installations

²⁶⁴ Debray, B., Weinberger & Lahaie, F. (2022) Enjeux réglementaires de la maîtrise des risques liés aux nouvelles technologies de l'hydrogène. Annales des Mines, Nov. <https://www.annales.org/ri/2022/ri-novembre-2022/2022-11-5.pdf>

²⁶⁵ Article L.511-1 du Code de l'Environnement https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000043978078

²⁶⁶ Ministère de la Transition Ecologique et de la Cohésion des Territoires <https://www.ecologie.gouv.fr/tout-savoir-sur-icpe-nomenclature-gestion-et-declaration>

²⁶⁷ Arrêté du 12 février 1998 <https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000000571176/>

²⁶⁸ Arrêté du 26 novembre 2015 <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT00003167242>

²⁶⁹ Une installation est considérée comme terrestre dès lors qu'elle n'est pas en mer, sauf si elle est située dans les limites administratives d'un port maritime.

²⁷⁰ Arrêté du 22 octobre 2018 <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000037519292>

relevant de cette rubrique sont soumises à autorisation. Cette rubrique est assortie d'une note interprétative sur la notion de « quantité industrielle »²⁷¹.

D'autres rubriques peuvent également s'appliquer, notamment du fait d'activités susceptibles de mettre en œuvre des procédés ou associés à des équipements impliquant de l'hydrogène.

En 2021, la DGPR a défini une feuille de route et mis en place un groupe de travail visant à faire évoluer les réglementations qui encadrent certaines de ces rubriques. Les premiers travaux ont porté sur la rubrique 1416, dont un nouvel arrêté de prescriptions générales (AMPG) est en cours d'élaboration. Les travaux en cours concernent la rubrique 4715, ainsi qu'un arrêté ministériel spécifique aux stations-service multi-carburants.

Ces travaux visent à répondre à plusieurs besoins, notamment :

- encadrer les systèmes transportables (stockages) ou déplaçables (groupes électrogène, stations de remplissage, etc.), dont l'utilisation comme systèmes stationnaires (dans des stations-services par exemple) tend à se développer ;
- encadrer les stations de recharge destinées à la mobilité lourde (camions, train, navires, avions), c'est-à-dire de plus forte capacité et de débit de remplissage plus important (jusqu'à 300 g/s) ;
- simplifier les procédures pour des installations suffisamment reproductibles et sur lesquels un certain recul a été acquis, en permettant de les traiter de manière plus prescriptive. Ainsi, il est envisagé de créer un régime d'enregistrement (autorisation simplifiée) pour les installations relevant de la rubrique 4715 et stockant entre 1 et 5 tonnes d'hydrogène.

D'autre part, l'Union Européenne a récemment révisé la Directive sur les émissions industrielles dangereuses (IED)²⁷², dont la production d'hydrogène par électrolyse est désormais exclue jusqu'à une capacité de 50 t/jour. La rubrique 3420, qui découle de cette directive, n'a pas encore été mise à jour.

3.3.2 La réglementation européenne de mise sur le marché des produits

Les systèmes et composants constituant les installations ou les véhicules hydrogène sont soumis aux réglementations européennes relatives à la mise sur le marché des produits, et plus particulièrement aux directives DESP, ATEX, Machines, CEM et basse tension (Tableau 4).

²⁷¹ Note interprétative relative à la rubrique 3420
https://aida.ineris.fr/sites/aida/files/gesdoc/95926/IR_180116%20fab%20quantit%C3%83%C2%A9industrielle%20sous%20IED_v1.1.pdf

²⁷² Directive 2024/1785 du 24 avril 2024 modifiant la directive 2010/75/UE du Parlement européen et du Conseil relative aux émissions industrielles https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202401785

N° Directive ou Règlement	Objet	Transposition en droit français		Organismes notifiés
2014/68/UE ²⁷³	Equipements sous pression (ESP)	Code de l'environnement (CE) – Articles L557-1 à L557-61 et R557-1-1 à R557-5-5	CE – Articles R557-9-1 à R557-9-10 (Section 9) Arrêté du 20 novembre 2017 ²⁷⁴	Oui si catégorie >1
2010/35/UE ²⁷⁵	Equipements sous pression transportables (ESPT)		CE – Articles R557-11-1 à R557-11-8 (Section 11) Arrêté du 29 mai 2009 ³⁰⁸	Oui
2014/34/UE ²⁷⁶	Matériels destinés à être utilisés en atmosphères explosives (ATEX)		CE – Articles R. 557-7-1 à R. 557-7-9	Oui si catégorie 1 ou 2
2016/426/UE ²⁷⁷	Appareils à gaz		CE – Articles R557-8-1 à R557-8-4 (Section 8) Arrêté du 23 février 2018	Oui
2006/42/CE ^{278,279}	Machines	Code du travail – Articles L.4311-1 et suivants et Articles R.4311-1 et suivants		Non
2014/30/UE ²⁸⁰	Compatibilité électromagnétique (CEM)	Code des postes et des communications électroniques Décret n°2015-1084 du 27 août 2015 ²⁸¹		Non
2014/35/UE ²⁸²	Basse tension (BT)	Code de la consommation Décret n°2015-1083 du 27 août 2015 ²⁸³		Non

Tableau 4 : Les Directives européennes de mise sur le marché susceptibles de concerner les systèmes et composants hydrogène

Ces directives dites « nouvelle approche »²⁸⁴ définissent, dans leurs domaines respectifs, les exigences essentielles de sécurité auxquelles doit satisfaire un produit pour être autorisé à être mis sur le marché, ainsi que les procédures à suivre pour démontrer la conformité du produit à ces exigences²⁸⁵.

Le fabricant peut, s'il le souhaite, s'appuyer sur un ensemble de normes « harmonisées » dont l'application confère au produit une présomption de conformité aux directives européennes auxquelles

²⁷³ Directive 2014/68/UE du 15 mai 2014 relative à l'harmonisation des législations des États membres concernant la mise à disposition sur le marché des équipements sous pression <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=CELEX:32014L0068>

²⁷⁴ Arrêté du 20 novembre 2017 relatif au suivi en service des équipements sous pression et des récipients à pression simples <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000036128632/>

²⁷⁵ Directive 2010/35/UE du Parlement européen et du Conseil du 16 juin 2010 relative aux équipements sous pression transportables <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=CELEX:32010L0035>

²⁷⁶ Directive 2014/34/UE du 26 février 2014 relative à l'harmonisation des législations des États membres concernant les appareils et les systèmes de protection destinés à être utilisés en atmosphères explosives <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=CELEX:32014L0034>

²⁷⁷ Règlement 2014/35/UE du 9 mars 2016 concernant les appareils brûlant des combustibles <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0426&from=BG>

²⁷⁸ Directive 2006/42/CE du 17 mai 2006 relative aux machines <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=CELEX:32006L0042>

²⁷⁹ Règlement 2023/1230 du 14 juin 2023 sur les machines <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1230>

²⁸⁰ Directive 2014/30/UE du 26 février 2014 relative à l'harmonisation des législations des États membres concernant la compatibilité électromagnétique <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=CELEX:32014L0030>

²⁸¹ Décret n°2015-1084 du 27 août 2015 modifié relatif à la compatibilité électromagnétique des équipements électriques et électroniques <https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000031112671>

²⁸² Directive 2014/35/UE du 26 février 2014 relative à l'harmonisation des législations des États membres concernant la mise à disposition sur le marché du matériel électrique destiné à être employé dans certaines limites de tension <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=CELEX:32014L0035>

²⁸³ Décret n°2015-1083 du 27 août 2015 relatif à la mise à disposition sur le marché du matériel électrique destiné à être employé dans certaines limites de tension <https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000031112623/>

²⁸⁴ Décision 768/2008/CE <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32008D0768>

²⁸⁵ Debray, B., & Weinberger, B. (2021). Guide pour l'évaluation de la conformité et la certification des systèmes à hydrogène. Rapport Ineris – ADEME – France Hydrogène. <https://www.ineris.fr/fr/guide-evaluation-conformite-certification-systemes-hydrogene>

elles se rattachent. A titre d'exemple, les normes NF EN 764²⁸⁶, NF EN 13445²⁸⁷ et NF EN 13480²⁸⁸ sont des normes harmonisées reconnues par la Directive ESP.

Pour satisfaire aux exigences de certaines directives, le fabricant peut avoir obligation de faire appel à un « organisme notifié », qui va certifier la conformité du produit à ces directives. Il peut aussi, dans une démarche volontaire, faire appel à un tiers pour certifier son produit vis-à-vis de directives qui n'en imposent pas l'obligation. C'est un moyen pour lui d'apporter une garantie supplémentaire de sécurité. A la fin de ce processus d'évaluation de la conformité du produit, le fabricant peut y apposer le marquage CE et le mettre sur le marché.

Notons qu'au-delà des normes qui relèvent de la directive ESP, il n'existe pas de normes harmonisées spécifiques aux systèmes à hydrogène, alors même qu'un ensemble de normes ISO ou IEC s'appliquent à ces systèmes. Un des enjeux des travaux normatifs en cours au niveau de l'UE est de créer, y compris en adoptant des normes internationales, un socle de normes harmonisées qui doivent permettre de concevoir des systèmes hydrogène sûrs, en s'appuyant sur une base commune claire et acceptée au niveau européen. Ces travaux sont menés au sein des comités CEN/CLC/JTC6 et CEN TC 268.

3.3.3 La réglementation des appareils à pression

Les équipements mettant en œuvre de l'hydrogène à une pression supérieure à 0,5 bar relatifs²⁸⁹ sont soumis à la réglementation des appareils à pression pour leur mise sur le marché mais également pour leur mise en service et leur suivi en exploitation. Pour les ESP, les exigences à respecter sont décrites dans les articles R557-14-1 à R557-14-8 du code de l'environnement et dans l'arrêté du 20 novembre 2017²⁷⁴. Pour les ESPT, il faut se référer aux articles R557-15-1 à R557-15-5 du code de l'environnement et à l'arrêté du 29 mai 2009³⁰⁸.

3.3.4 La réglementation ATEX

Au sein des établissements mettant en œuvre de l'hydrogène, le Code du travail s'applique, en particulier la réglementation ATEX^{290,291,292}. Cette réglementation vise à prévenir et à protéger les travailleurs du risque d'explosion de substances inflammables sous forme de gaz, vapeurs, brouillards ou poussières. Elle repose sur les principes de sécurité intégrée qui visent, par ordre de priorité, à : 1- empêcher la formation d'atmosphères explosives, 2- éviter leur inflammation et enfin 3- atténuer les effets nuisibles d'une éventuelle explosion.

La réglementation ATEX est issue de deux directives.

La première est la directive 1999/92/CE^{293,294}, transposée en droit français aux articles R4216-31 et R.4227-42 à R.4227-54 du Code du travail. Ces articles sont complétés par trois arrêtés

²⁸⁶ Série de normes NF EN 764 Équipements sous pression

²⁸⁷ Série de normes NF EN 13445 Récipients sous pression non soumis à la flamme

²⁸⁸ Série de normes NF EN 13480 Tuyauteries industrielles métalliques

²⁸⁹ par rapport à la pression atmosphérique

²⁹⁰ Direction Générale du Travail - Ineris - INRS (2024) Omega 36 - Guide pratique prévention du risque ATEX

²⁹¹ Ineris (2017) ATEX pour néophytes <https://prestations.ineris.fr/sites/prestation.ineris.fr/files/PrestaWeb/Pages-Solution/Documents%20Associ%C3%A9s/ATEX%20pour%20n%C3%A9ophytes.pdf>

²⁹² Guide INRS ED 945 (2020) Mise en œuvre de la réglementation relative aux atmosphères explosives (ATEX) – Guide méthodologique <https://www.inrs.fr/dms/inrs/CataloguePapier/ED/TI-ED-945/ed945.pdf>

²⁹³ Directive 1999/92/CE du 16 décembre 1999, concernant les prescriptions minimales visant à améliorer la protection en matière de sécurité et de santé des travailleurs susceptibles d'être exposés au risque d'atmosphères explosives <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=CELEX%3A31999L0092>

²⁹⁴ Commission Européenne (2005) Guide de bonne pratique à caractère non contraignant en vue de la mise en œuvre de la directive 1999/92/CE <https://op.europa.eu/fr/publication-detail/-/publication/c23f5429-1632-4b61-9eb1-a6c0e60828e0>

d'application^{295,296,297}. Il faut noter également l'existence d'une circulaire de 1985, toujours en vigueur²⁹⁸. La directive 1999/92/CE impose notamment à l'employeur :

- d'évaluer les risques d'explosion au sein de son établissement, notamment d'identifier les emplacements dans lesquels des atmosphères explosives peuvent se présenter ([zones ATEX](#)) ;
- de mettre en œuvre des mesures en vue de protéger les travailleurs, notamment par une sécurisation, une surveillance et une signalisation des zones ATEX, ainsi qu'une formation des travailleurs au risque ATEX. Ces mesures doivent être intégrées dans le Document Relatif à la Protection Contre les Explosions (DRPCE), annexé au Document Unique.

La deuxième directive est [la directive 2014/34/UE](#)²⁷⁶, transposée en droit français aux articles R557-7-1 à R557-7-9 du Code de l'environnement. Cette directive fixe les règles encadrant la mise sur le marché des matériels destinés à être utilisés dans les zones ATEX. Elle impose notamment que ces matériels bénéficient d'une [certification ATEX](#) et spécifie les exigences essentielles auxquelles ces matériels doivent satisfaire. Un guide d'application de la directive 2014/34/CE a été publié par la Commission européenne²⁹⁹.

3.3.5 Les réglementations internationales liées à la mobilité

La mobilité routière a été pionnière en matière de développement de l'hydrogène. Aussi, les véhicules routiers roulant à l'hydrogène (catégories M et N) disposent d'un [cadre réglementaire spécifique](#), défini par le règlement ONU R134^{300,301}, issu du règlement technique mondial GTR 13³⁰². Ces règlements sont exigés par la réglementation européenne UE 2019/2144³⁰³ et son règlement d'exécution (UE) 2021/535³⁰⁴.

Ce dispositif réglementaire établit les procédures et les spécifications techniques applicables à la réception de chaque type de véhicule, ainsi que des systèmes, composants et entités techniques destinés à ces véhicules, en ce qui concerne les caractéristiques générales de leur construction et leur sécurité.

Les applications de mobilité non-routières, compte-tenu de leur niveau de maturité moindre, ne bénéficient pas de cadres réglementaires et normatifs spécifiques, ce qui engendre des difficultés d'homologation de ces véhicules, car les exigences de mise sur le marché fixées par les réglementations dont ils relèvent ne sont pas adaptées à certaines de leurs caractéristiques. Ces difficultés concernent aussi bien les [machines mobiles](#) (engins de chantier, véhicules de manutention, etc.) que les [navires/bateaux](#), les [avions](#) ou les trains à hydrogène. Dans tous ces domaines, des travaux réglementaires et normatifs considérables sont nécessaires pour établir des exigences et des procédures d'homologation adaptées et harmonisées.

²⁹⁵ Arrêté du 8 juillet 2003 relatif à la protection des travailleurs susceptibles d'être exposés à une atmosphère explosive <https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000000605816/>

²⁹⁶ Arrêté du 8 juillet 2003 complétant l'arrêté du 4 novembre 1993 relatif à la signalisation de sécurité et de santé au travail <https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/LEGITEXT000005634831>

²⁹⁷ Arrêté du 28 juillet 2003 relatif aux conditions d'installation des matériels électriques dans les emplacements où des atmosphères explosives peuvent se présenter <https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000000414997/>

²⁹⁸ Circulaire du 9 mai 1985 relative au commentaire technique des décrets n°84-1093 et 84-1094 du 7 décembre 1984 concernant l'aération et l'assainissement des lieux de travail <https://sstie.ineris.fr/reglementation/circulaire-090585-relative-commentaire-technique-decrets-84-1093-84-1094-7121984>

²⁹⁹ ATEX 2014/34/EU Guidelines <https://ec.europa.eu/docsroom/documents/52840>

³⁰⁰ Règlement ONU R134 Prescriptions uniformes relatives à l'homologation des véhicules automobiles et de leurs composants en ce qui concerne les prescriptions de sécurité des véhicules fonctionnant à l'hydrogène <https://op.europa.eu/fr/publication-detail/-/publication/8aad3d19-7870-11e9-9f05-01aa75ed71a1/language-fr>

³⁰¹ Le règlement ONU R134 a remplacé, le 5 juillet 2022, le règlement (CE) 79/2009 relatif à l'homologation des véhicules et son règlement d'application (UE) 406/2010

³⁰² Règlement technique mondial ONU GTR13 <https://unece.org/sites/default/files/2023-07/ECE-TRANS-180-Add.13-Amend1e.pdf>

³⁰³ Règlement 2019/2144 <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2019/2144/oj>

³⁰⁴ Règlement d'exécution 2021/535 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=CELEX%3A32021R0535>

Les réglementations applicables aux infrastructures dans lesquelles les véhicules, lourds ou légers, seront amenés à stationner ou à circuler (tunnels, parkings, ports, aéroports, voies navigables) devront également être adaptées.

3.3.6 Les réglementations internationales liées au transport de matières dangereuses

Le transport de l'hydrogène relève de la réglementation internationale relative au transport de matières dangereuses (TMD). Cette réglementation se décline en plusieurs réglementations propres à chaque mode de transport : ADR pour le transport routier, ADN pour le transport fluvial, RID pour le transport par train, IATA pour le transport par avion, IMDG³⁰⁵ pour le transport maritime de marchandises dangereuses en colis, IGC³⁰⁶ pour le transport de gaz liquéfié en vrac.

La réglementation TMD a été transposée en droit européen, notamment à travers la directive 2008/68/CE³⁰⁷ et en droit français, notamment par l'arrêté du 29 mai 2009³⁰⁸ pour le transport par voie terrestre et par l'arrêté du 23 novembre 1987³⁰⁹ pour le transport maritime. En conformité avec cette réglementation, les récipients utilisés pour transporter de l'hydrogène doivent être conformes à la Directive ESPT²⁷⁵.

Notons enfin que la réglementation TMD régit également la manutention de matières dangereuses dans les ports (règlement RPM³¹⁰). Un règlement équivalent pour les ports intérieurs (RPF) est en cours d'élaboration.

3.3.7 La réglementation liée aux canalisations à risques et aux installations intérieures de gaz

Dans la réglementation française, une canalisation qui véhicule de l'hydrogène « pur »⁷⁸ sous forme liquide ou gazeuse en dehors d'un site industriel rentre dans le champ des « canalisations de transport de gaz naturel ou assimilé, d'hydrocarbures ou de produits chimiques ».

Les canalisations de transport d'hydrogène sont soumises :

- aux exigences réglementaires relatives aux canalisations à risques (dont les canalisations de transport est l'une des catégories), exigences définies aux articles L.554-5 à L.554-12 et R.554-40 à R.554-63 du Code de l'Environnement ;
- aux exigences réglementaires spécifiques aux canalisations de transport, définies aux articles L.555-1 à L.555-30 et R.555-2 à R.555-36 du Code de l'Environnement ;
- aux exigences de l'arrêté ministériel du 5 mars 2014 modifié, dit « arrêté multifluides »³¹¹ et des guides professionnels ou méthodologiques mentionnés dans cet arrêté ;
- aux exigences de la réglementation anti-endommagement des réseaux³¹², définies aux articles L.554-1 à L.554-4 et R.554-1 à R.554-39 du Code de l'Environnement, ainsi que dans les arrêtés et les guides pris en application de ces articles.

³⁰⁵ Code IMDG <https://www.imo.org/en/publications/Pages/IMDG%20Code.aspx>

³⁰⁶ Recueil IGC <https://www.imo.org/fr/OurWork/Environment/Pages/IGCCode.aspx>

³⁰⁷ Directive 2008/68/CE du 24 septembre 2008 relative au transport intérieur des marchandises dangereuses <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000019601553>

³⁰⁸ Arrêté du 29 mai 2009 relatif aux transports de marchandises dangereuses par voies terrestres <https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000020796240>

³⁰⁹ Arrêté du 23 novembre 1987 relatif à la sécurité des navires et à la prévention de la pollution <https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000000841523>

³¹⁰ Règlement pour le Transport et la Manutention de matières dangereuses dans les ports Maritimes https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/RPM_%282024-02-04%29_1.pdf

³¹¹ Arrêté du 5 mars 2014 modifié définissant les modalités d'application du chapitre V du titre V du livre V du Code de l'environnement et portant règlement de la sécurité des canalisations de transport de gaz naturel ou assimilé, d'hydrocarbures et de produits chimiques <https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/LEGIARTI000042091633/2020-07-05/>

³¹² Cette réglementation est applicable à tous les réseaux enterrés et aériens (eau, électricité, communication, etc.) ; elle est mise en œuvre notamment via un téléservice dédié (<https://www.reseaux-et-canalisation.ineris.fr/gu-presentacion/construire-sans-detruire/teleservice-reseaux-et-canalisation.html>).

Cette réglementation prévoit des dispositions spécifiques à la fois pour 1- la conversion à l'hydrogène d'une canalisation en service transportant un autre fluide 2- l'injection d'hydrogène dans une canalisation de gaz naturel ou de gaz combustible³¹³.

La réglementation des canalisations de distribution de gaz combustible vise les systèmes d'alimentation en gaz desservant un même espace géographique dépendant d'un même opérateur. Ces canalisations sont soumises aux exigences réglementaires relatives aux canalisations à risques et à la prévention de l'endommagement des réseaux (citées ci-avant), ainsi qu'à l'arrêté ministériel du 13 juillet 2000 modifié³¹⁴.

Dans cette réglementation, le gaz combustible est défini comme un fluide combustible gazeux à la température de 15°C à la pression atmosphérique, définition à laquelle l'hydrogène sous forme gazeuse répond. Toutefois, l'ensemble des référentiels techniques associés à cette réglementation se rapportent aux équipements permettant l'acheminement du gaz naturel ou du propane qui sont, à ce jour, les seuls fluides combustibles distribués par canalisation. Ces référentiels techniques ne sont donc pas adaptés à l'hydrogène. C'est pourquoi il n'existe pas en France à ce jour, hors expérimentation, de réseaux de canalisations de distribution d'hydrogène.

Les canalisations de distribution de gaz combustible desservent des installations intérieures de gaz, qui sont constituées :

- des appareils à gaz (appareils servant au chauffage, à la production d'eau chaude sanitaire, etc.) ;
- de canalisations de liaison reliant le compteur à ces appareils (qui sont l'une des catégories des canalisations à risques) ;
- des autres matériels à gaz (organes de coupure, détendeurs, régulateurs, dispositifs, assemblages, etc.).

Les installations intérieures de gaz sont réglementées par le Chapitre 7 du Titre 5 du Livre 5 du Code de l'Environnement. Les appareils à gaz relèvent du règlement européen n°2016/426²⁷⁷. La sécurité des canalisations et des autres matériels à gaz, ainsi que des locaux où les appareils, les canalisations et les matériels à gaz sont implantés, est réglementée par l'arrêté ministériel du 23 février 2018³¹⁵.

Il existe des appareils à gaz et des matériels à gaz qui ont été conçus pour fonctionner à l'hydrogène (pur ou en mélange avec le gaz naturel), ou qui ont été testés pour démontrer leur compatibilité à l'hydrogène. Toutefois, comme pour la distribution, l'ensemble des référentiels techniques sont basés à ce jour sur le gaz naturel ou les GPL (butane et propane) et ne sont donc pas adaptés à l'hydrogène.

3.3.8 Le Code minier

Depuis 2021³¹⁶, le stockage souterrain de l'hydrogène figure explicitement dans le Code minier, au Livre II. La recherche ou l'exploitation d'un stockage souterrain d'hydrogène nécessite donc l'octroi d'un titre minier. Le porteur de projet en est toutefois dispensé si les formations géologiques visées sont incluses dans le périmètre d'un stockage souterrain existant de gaz naturel ou d'un autre gaz combustible. Dans tous les cas, il doit, avant de lancer ses travaux, effectuer une demande administrative, soit au titre du Code minier (dans le cas de travaux entrepris sur un nouveau site et impliquant une quantité d'hydrogène inférieure à 100 kg) soit au titre de la rubrique 4715 de la réglementation ICPE (dans les autres cas)⁸⁴.

Il est à noter que depuis 2022³¹⁷, l'hydrogène natif a également été introduit explicitement dans le code minier. En tant que substance minière, sa recherche et son exploitation sont donc régis par le Livre I du Code minier.

³¹³ Certains opérateurs nationaux ont démontré qu'une faible proportion d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel (jusqu'à 2%) ne remettait pas en cause la sécurité, moyennant quelques adaptations techniques.

³¹⁴ Arrêté du 13 juillet 2000 modifié portant règlement de sécurité de la distribution de gaz combustible par canalisations <https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000000584248>

³¹⁵ Arrêté du 23 février 2018 relatif aux règles techniques et de sécurité applicables aux installations de gaz combustible des bâtiments d'habitation individuelle ou collective, y compris les parties communes <https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000036667631>

³¹⁶ Ordonnance n°2021-167 du 17 février 2021 <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000043148001/>

³¹⁷ Ordonnance n° 2022-536 du 13 avril 2022 <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000045570540>

4 LES SCENARIOS D'ACCIDENTS LIES A L'HYDROGENE

4.1 PREAMBULE

Les risques associés à un système hydrogène sont spécifiques à chaque système et à chaque contexte de mise en œuvre. Ils doivent donc être [analysés](#) au cas par cas.

Il est toutefois possible, à partir du retour d'expérience des accidents et incidents survenus dans la filière de l'hydrogène ou dans des filières connexes (industrie gazière par exemple), de faire une description générique des accidents susceptibles de survenir en présence d'hydrogène.

La présentation de l'accidentologie observée dans le domaine de l'hydrogène et la description générique des accidents liés à l'hydrogène gazeux, est l'objet du présent chapitre. Le retour d'expérience et les scénarios d'accidents plus spécifiques à certaines technologies, sont exposés au [Chapitre 8](#).

4.2 QUELLES SONT LES PRINCIPALES SOURCES D'INFORMATION SUR LES ACCIDENTS LIES A L'HYDROGENE ?

4.2.1 Un retour d'expérience limité concernant les nouvelles applications de l'hydrogène

Les enseignements tirés des accidents et incidents passés sont précieux pour l'analyse, l'évaluation et la maîtrise des risques liés aux activités industrielles en général, notamment celles qui impliquent l'hydrogène.

Les nouvelles applications de l'hydrogène, que ce soit dans [l'industrie](#), la [mobilité](#) ou [la fourniture d'énergie](#), sont encore assez peu déployées, ce qui complique notamment [la quantification des probabilités d'occurrence d'accidents](#) associés à ces nouvelles applications.

Néanmoins, les accidents reportés, qu'ils soient liés aux applications historiques ou nouvelles, sont suffisamment nombreux et pour une partie d'entre eux, suffisamment bien décrits, pour avoir une vision relativement précise des circonstances, du déroulement et des effets physiques occasionnés par les accidents impliquant l'hydrogène.

Il existe trois sources d'information principales sur les accidents liés à l'hydrogène : les bases de données [HIAD](#) et [H2Tools](#), toutes deux spécifiques à l'hydrogène et la base [ARIA](#), qui est la base de données française répertoriant les accidents industriels. Ces trois bases de données sont dans le domaine public et accessibles gratuitement. Elles sont détaillées ci-après.

Notons qu'il s'agit de sources de données [descriptives](#), au sens où elles fournissent une description des faits : date et lieu (pays) de l'accident, description de l'accident ou du presque-accident, causes probables, description de ses conséquences, nombre de morts ou de blessés, types et quantités de substances impliquées. Même si elles peuvent faire l'objet d'un traitement statistique (comme il sera vu ci-après), elles ne sont pas destinées à cette fin, à la différence des [sources de données quantitatives](#), qui sont spécifiquement dédiées à l'évaluation des probabilités de défaillance d'équipements, de pertes de confinement, ou d'inflammation, par exemple.

4.2.2 La base ARIA

La base ARIA (Analyse, Recherche et Information sur les Accidents)³¹⁸ est gérée par le BARPI (Bureau d'Analyse des Risques et des Pollutions Industrielles, au sein de la DGPR). Cette base répertorie, depuis le 1^{er} janvier 1992, « les incidents, accidents ou presque-accidents qui ont porté, ou auraient pu porter atteinte à la santé ou à la sécurité publiques ou à l'environnement ». La base couvre donc un champ d'activités très large : installations [ICPE](#), transport de matières dangereuses, distribution et utilisation du gaz, équipements sous pression, mines et stockages souterrains, digues et barrages, etc. En 2024, la base ARIA comptait 54 000 accidents, survenus en France et à l'étranger.

Même si la base ARIA n'a pas l'ambition d'être exhaustive, son atout principal est qu'elle peut être considérée, depuis quelques années, comme relativement complète en ce qui concerne les accidents les plus significatifs survenus en France. Son inconvénient principal est son caractère généraliste, qui explique que les fiches descriptives des accidents ne sont pas très détaillées. En décembre 2023, la base ARIA comptait 405 événements mettant en jeu de l'hydrogène³¹⁹.

Une première synthèse, portant sur les événements survenus avant le 1^{er} juillet 2007 (215 accidents), a été publiée par le BARPI en 2009³²⁰. Une fiche d'actualité, publiée en juin 2020 par le BARPI et basée sur l'analyse de 372 événements, a apporté des éléments de mise à jour par rapport à la synthèse de 2009³²¹.

³¹⁸ <https://www.aria.developpement-durable.gouv.fr>

³¹⁹ Résultat brut d'une recherche par « matière impliquée » avec le n°CAS de l'hydrogène : 1333-74-0

³²⁰ BARPI (2009) Accidentologie de l'hydrogène <https://www.aria.developpement-durable.gouv.fr/wp-content/files/mf/1373986645SYHydrogene2008.pdf>

³²¹ BARPI (2020) Hydrogène et mobilité : risques à ne pas minimiser, Flash ARIA, juin 2020 https://www.aria.developpement-durable.gouv.fr/wp-content/uploads/2020/06/200609_flash_H2_mobilite_vf.pdf

En fin d'année 2023, dans le cadre des [travaux de mise à jour de la réglementation sur l'hydrogène](#), l'Ineris a réalisé une nouvelle synthèse des événements de la base ARIA³²². Sur les 405 accidents recensés à cette date et après analyse, 239 (soit 59%) se sont avérés impliquer effectivement de l'hydrogène : 144 (soit 60%) de l'hydrogène gazeux, 17 (soit 7%) de l'hydrogène liquide et 78 (33%) de l'hydrogène en mélange avec d'autres gaz. Seuls les 144 événements impliquant de l'hydrogène gazeux « pur » ont été retenus dans l'analyse.

Les principaux résultats de ces analyses sont repris [plus loin dans ce chapitre](#).

4.2.3 La base HIAD

La base HIAD (*Hydrogen Incident and Accident Database*)³²³ est une base de données européenne, initialement développée dans le cadre du projet HySafe (2004-2009)³²⁴ et désormais gérée par le JRC de la Commission Européenne, en collaboration étroite avec l'EHSP (*European Hydrogen Safety Panel*). Cette base de données vise à recenser de manière systématique les accidents, presque-accidents et incidents impliquant de l'hydrogène et en partager le retour d'expérience. Ses sources d'information sont très diverses : la base ARIA (~30% des événements recensés dans la base HIAD), la base européenne eMARS³²⁵ (6%), l'ancienne base de données britannique IChemE³²⁶ (5%) la base de données japonaise RISCAD (6%), les données d'accidents des autorités de régulation Etatsuniennes CSB³²⁷, NTSB³²⁸ et OSHA³²⁹ (6%), d'autres bases de données (1%), des publications scientifiques (9%) et enfin, la presse spécialisée et les sites en ligne (37%).

Les atouts principaux de cette base de données sont qu'elle est spécifique à l'hydrogène et que les informations sur les accidents sont renseignées par des experts de l'hydrogène (EHSP) puis validées par le JRC³³⁰. A chaque événement est attribué un indice de qualité (entre 1 et 5, 5 étant le plus qualitatif) en fonction de la fiabilité et de la précision des sources d'information disponibles sur l'événement. Les inconvénients principaux de cette base de données sont que les descriptions d'accidents sont relativement succinctes et que les documents sources ne sont accessibles que sur demande (et pour un échantillon restreint d'accidents).

Au 1^{er} janvier 2024, la base HIAD comptait 755 événements. Une synthèse portant sur les 706 événements enregistrés dans la base HIAD en mai 2021 a été publiée en 2022^{330,331}.

Une autre étude, menée par l'OCDE et publiée en 2023³³², a analysé un catalogue de 266 événements extraits, pour la majorité d'entre eux, de la base HIAD et pour le reste, de la base [H2Tools](#).

Certains éléments de ces synthèses sont repris [plus loin dans ce chapitre](#).

4.2.4 La base H2Tools

La base de données *Lessons learned* du portail H2Tools³³³ (anciennement nommée *H2Incidents*) est gérée par le *Pacific Northwest National Laboratory* (PNNL), avec le soutien du ministère américain de l'énergie (*US Department of Energy, DoE*). Lancée en 2006, elle vise à recueillir les informations sur les

³²² Moreau E. & Sarriquet, A (2023) Note d'information sur l'accidentologie hydrogène, note Ineris 214026-2787611, 20 décembre 2023.

³²³ <https://minerva.jrc.ec.europa.eu/en/shorturl/capri/hiadpt>

³²⁴ <https://hysafe.info/>

³²⁵ <https://emars.jrc.ec.europa.eu/en/emars/Content/>

³²⁶ Cette base développée par l'*Institution of Chemical Engineers* n'est plus active depuis l'année 2000.

³²⁷ <https://www.csb.gov>

³²⁸ <https://www.nts.gov/Pages/default.aspx>

³²⁹ <https://www.osha.gov/>

³³⁰ Wen, J. et al. (2022) Statistics, lessons learned and recommendations from analysis of HIAD 2.0 database, *International Journal of Hydrogen Energy*, 47, 38 <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.03.170>.

³³¹ FCH 2 JU (2021) Statistics, lessons learnt and recommendations from the analysis of the Hydrogen Incidents and Accidents Database (HIAD 2.0) <https://www.clean-hydrogen.europa.eu/system/files/2021-09/Lessons%2520learnt%2520from%2520HIAD%25202.0-Final.pdf>

³³² OCDE (2023) Risk-based Regulatory Design for the Safe Use of Hydrogen https://www.oecd-ilibrary.org/governance/risk-based-regulatory-design-for-the-safe-use-of-hydrogen_46d2da5e-en

³³³ <https://h2tools.org>

accidents, incidents ou presque-accidents survenus aux Etats-Unis (et dans d'autres pays) lors de l'utilisation de l'hydrogène, et à en diffuser les enseignements.

Toute personne a la possibilité de déclarer un accident dans la base. Au cours de ce processus, un expert du PNNL échange avec le déclarant, afin d'obtenir le plus d'informations possibles sur l'accident. La date, le lieu de l'accident et le nom du déclarant sont gardés anonymes, afin d'encourager la remontée d'informations.

Au 1er août 2024, la base H2Tools comptait 221 évènements. C'est nettement moins que le nombre d'événements recensés dans la base [HIAD](#) (755 au 1^{er} janvier 2024), mais la base H2Tools fournit des informations généralement plus détaillées, sous forme de rapports d'incidents rédigés par le déclarant (ou par le PNNL en concertation avec le déclarant), mais aussi de la documentation externe (rapports, schémas, photos, etc.). Une page spécifique permet également d'avoir accès à des statistiques³³⁴.

4.3 QUELS SONT LES ENSEIGNEMENTS TIRES DE L'ACCIDENTOLOGIE ?

Les sections suivantes présentent d'abord les enseignements statistiques des accidents liés à l'hydrogène (§ 4.3.1 à 4.3.8), puis quelques recommandations pratiques issues de ces accidents (§ 4.3.9).

4.3.1 L'évolution de la sécurité dans la filière hydrogène au cours des dernières décennies

Une étude de l'OCDE³³², publiée en 2023 et portant sur 266 événements extraits des bases de données [HIAD](#) et [H2Tools](#), a analysé l'évolution du nombre d'accidents recensés dans le domaine de l'hydrogène au cours des dernières décennies, rapportée à l'évolution de la production d'hydrogène dans la même période (Figure 72).

Le résultat montre une baisse importante du nombre normalisé³³⁵ d'accidents recensés à partir des années 2010. Il n'y a pas de raison que cette baisse soit liée à un biais de représentation, dans la mesure où la complétude de la remontée d'information dans les bases de données s'est plutôt améliorée au cours du temps. L'interprétation la plus plausible est donc qu'il y a eu une amélioration de la sécurité dans la filière hydrogène à partir de la fin des années 2000 / début des années 2010. Celle-ci est cohérente avec la montée en maturité des technologies, l'amélioration du retour d'expérience et l'enrichissement du cadre réglementaire et normatif à partir de ces années-là.

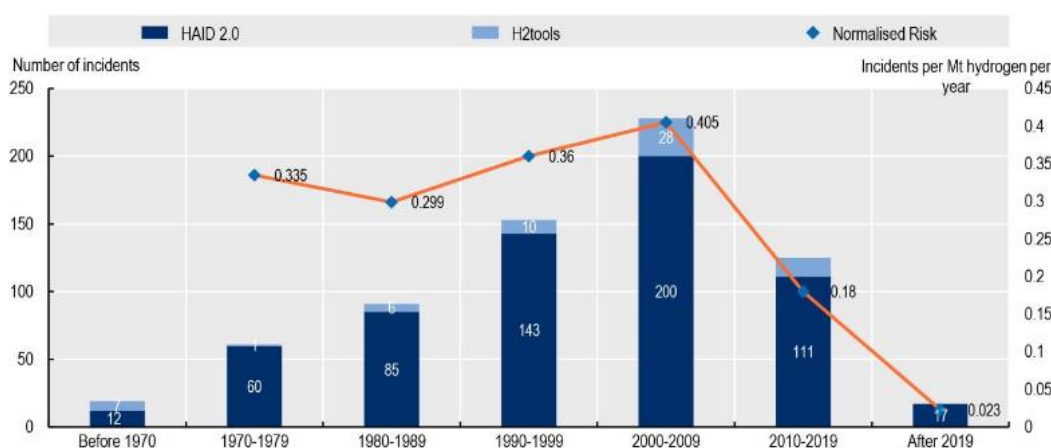


Figure 72 : Evolution de l'accidentologie liée à l'hydrogène au cours des dernières décennies (la dernière barre du graphique n'est pas significative car elle ne porte que sur 2 ans)³³²

³³⁴ https://public.tableau.com/app/profile/h2tools/viz/H2_Dashboard_16696509132090/DashboardOption33

³³⁵ Nombre d'accidents par million de tonnes d'hydrogène produit par an

4.3.2 Les types d'activité concernées

La Figure 73 présente la répartition, par types d'activités, des 755 événements accidentels enregistrés dans la base [HIAD](#) au 1^{er} janvier 2024 (à gauche) et des 221 événements enregistrés dans la base de [H2Tools](#) au 1^{er} août 2024³³⁴ (à droite). Il en ressort que la répartition est très différente d'une base à l'autre.

La base HIAD comporte principalement des accidents survenus dans les domaines classiques d'utilisation de l'hydrogène (industrie chimique, raffinage, centrales électriques), l'ensemble de ces activités représentant pratiquement les deux-tiers (63%) des accidents recensés. Vient ensuite le transport de l'hydrogène (essentiellement par la route), qui représente 13% des accidents recensés. Les nouvelles applications de l'hydrogène (véhicules hydrogène, stations de remplissage, installations de stockage stationnaires et générateurs à hydrogène) représentent quant-à-elles 13% des accidents, ce qui est élevé par rapport à la part que représentent ces applications dans [la consommation globale d'hydrogène](#) (environ 0,1%). Les autres domaines d'activité (production d'hydrogène, activités de laboratoire) représentent une part marginale (respectivement 2 et 3%) des accidents recensés.

La base H2Tools présente une distribution très différente des activités concernées par des accidents. Dans cette base, ce sont les activités de laboratoires qui sont de loin les plus représentées (33% de la population totale d'accidents). Les secteurs d'utilisation historique de l'hydrogène (industrie chimique, raffinage, centrales électriques) ne représentent, dans cette base, que 16% des accidents recensés. Le pourcentage d'accidents liés aux nouvelles applications (14%) est cohérent avec celui observé dans la base HIAD.

Ces analyses comparées des bases HIAD et H2Tools montrent qu'il est difficile de tirer des enseignements généraux sur les secteurs d'activités les plus accidentogènes, du fait des biais de représentation importants d'une base à l'autre. En effet, on peut supposer que la prédominance des accidents liés aux activités de laboratoire observée dans la base H2Tools provient du fait qu'elle est gérée par un organisme de recherche (le *Pacific Northwest National Laboratory*), ce qui favorise certainement les remontées d'informations des laboratoires de recherche. Il n'en demeure pas moins que cette proportion importante d'accidents d'hydrogène recensés dans les laboratoires doit alerter sur le fait qu'en dépit des « petites » quantités d'hydrogène manipulées, ces activités comportent des risques, qui doivent faire l'objet d'une analyse tout aussi rigoureuse que celles menées dans des installations industrielles. En effet, rappelons qu'il suffit de quelques centaines de grammes d'hydrogène pour remplir une pièce à une concentration explosive (c'est-à-dire [supérieure à 4%](#)). Il faut aussi noter que les activités de recherche, par définition, mettent en œuvre des technologies moins matures, donc plus propices aux accidents.

Une constante observée dans les deux bases de données est la forte proportion d'accidents liées aux nouvelles applications. Ceci met en évidence une moindre maîtrise des risques sur ces technologies émergentes.

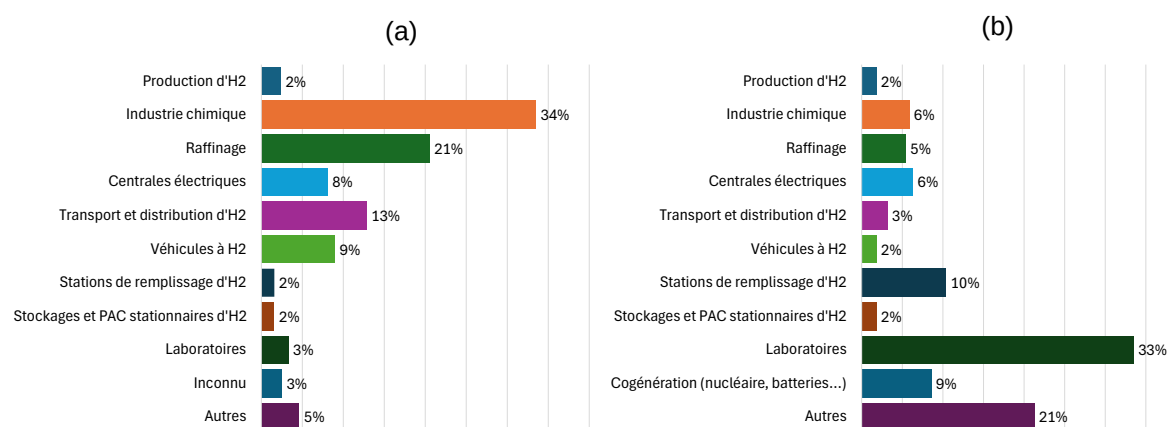


Figure 73 : Répartition des accidents liés à l'hydrogène par types d'activités (a) d'après la base HIAD (b) d'après la base H2Tools

4.3.3 Les équipements concernés

Une analyse réalisée à partir de 114 événements extraits de la base [ARIA](#) en décembre 2023³²² a permis de dégager les principaux équipements impliqués dans les accidents liés à l'hydrogène (Figure 74).

Les équipements les plus souvent mis en cause sont les réservoirs de stockage d'hydrogène (fixes ou mobiles), impliqués dans 29% des accidents, ainsi que les tuyauteries (y compris leurs accessoires de type vannes, brides, piquages, etc.), également impliquées dans 29% des accidents. Cette prédominance des réservoirs et des tuyauteries dans l'accidentologie peut s'expliquer par le fait que ce sont les équipements les plus courants dans les applications hydrogène, mais aussi par la haute pression qui s'exerce dans ces équipements. Viennent ensuite les électrolyseurs (9%) et les compresseurs (8%), équipements qui sont amenés à fortement se développer dans le cadre des nouvelles applications de l'hydrogène.

Les enseignements de l'accidentologie spécifiques à ces quatre types d'équipements sont présentés au [Chapitre 8](#) (§ 8.2.2, 8.3.2, 8.4.2, 8.5.2).

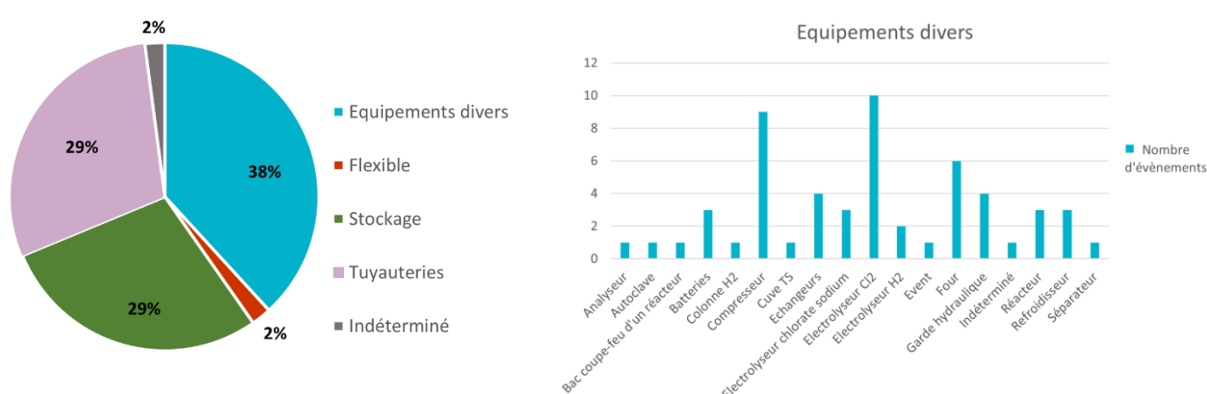


Figure 74 : Equipements impliqués dans les accidents liés à l'hydrogène³²²

4.3.4 Les phases d'opération concernées

Une analyse de la base HIAD publiée par l'EHSP en 2022³³⁰ montre que la majorité des accidents liés aux systèmes hydrogène surviennent en cours de fonctionnement normal. Toutefois, environ un-tiers d'entre eux se produisent lors de phases particulières : interventions de contrôle et de maintenance, phases d'arrêt et de redémarrage, etc. (Figure 75). Cette part est importante compte-tenu du faible temps que représentent ces phases dans la vie du système.

Cette analyse est corroborée par celle menée par le BARPI à partir de la base ARIA et publiée en 2009³²⁰. Celle-ci montrait que sur les 25 accidents mortels recensés dans cette base au 1^{er} juillet 2007, près de la moitié (48 %) s'étaient produits lors d'interventions de maintenance.

Les problèmes rencontrés lors de ces phases particulières sont notamment :

- des interventions par point chaud sans vérification préalable suffisante de l'absence d'ATEX ;
- des défauts ou mauvaises consignations des équipements en maintenance ;
- des erreurs de montage de joints ou de serrage de raccords ;
- des défauts d'inertage des installations ;
- des mises à l'évent mal contrôlées ;
- des remplacements de composants par des pièces non compatibles avec l'hydrogène ;
- des défaillances électriques ou d'automatismes suites à des opérations de maintenance ; etc.

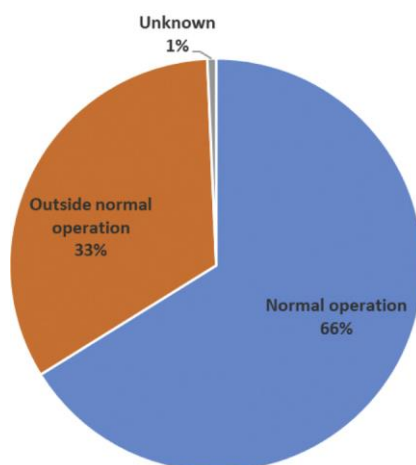


Figure 75 : Répartition des accidents liés à l'hydrogène en fonction des phases d'opération³³⁰

4.3.5 Les phénomènes dangereux générés

La grande majorité des accidents recensés dans [les bases de données](#) ont donné lieu à des rejets enflammés (feux ou explosions), les autres événements étant des rejets non-enflammés ou des incidents/presque-accidents qui n'ont pas conduit à un rejet.

Plus en détails, la proportion de rejets enflammés diffère quelque peu selon la base de données et la date de l'analyse.

Dans la base [ARIA](#), le nombre de feux ou d'explosions représentait 84% des événements survenus jusqu'en juillet 2007³²⁰. En 2020, ce chiffre est descendu à 73%³²¹. Enfin, une analyse récente³²², portant sur les événements impliquant de l'hydrogène gazeux (hors mélange) recensés dans la base ARIA en décembre 2023, révèle que 68% des accidents reportés ont donné lieu à des feux ou à des explosions (Figure 76a), ce qui montre que la proportion de rejets enflammés reportés dans les bases de données tend à diminuer au cours du temps. Il y a deux raisons possibles à cela (qui ne sont pas exclusives l'une de l'autre) : 1- une amélioration de la sécurité au cours du temps, c'est-à-dire une maîtrise plus rapide des fuites, permettant d'éviter leur inflammation ou une meilleure application de la réglementation ATEX, permettant une meilleure maîtrise du risque d'inflammation, ou 2- un biais lié à une remontée plus systématique et plus large des accidents au cours du temps, conduisant à une représentation de moins en moins forte des accidents les plus graves (feux ou explosions).

Dans la base [HIAD](#), la proportion de rejets enflammés reportés dans la base en mai 2021 était de 79% (Figure 76b), ce qui rejoint celle constatée dans la base ARIA en 2020 (73%). En revanche, cette proportion est inférieure dans la base [H2Tools](#) (52% d'après la page statistiques du site³³⁴ consultée en août 2024).

En moyenne sur les trois bases de données, et en utilisant les chiffres les plus récents (68% pour ARIA, 79% pour HIAD et 52% pour H2Tools), la proportion de rejets enflammés est d'environ 66%. L'ordre de grandeur à retenir est donc qu'environ deux-tiers des accidents reportés liés à l'hydrogène ont donné lieu à des rejets enflammés.

Cette proportion importante de rejets enflammés reflète probablement, en partie, [la forte sensibilité de l'hydrogène à l'inflammation](#), mais elle est également le fruit d'un biais de représentation, car la plupart des fuites non-enflammées ne sont pas reportées dans les bases de données³³⁶. Il ne doit donc pas en être conclu que la plupart des rejets d'hydrogène s'enflamment ; c'est même plutôt l'inverse³³⁷. En réalité, l'inflammation d'un rejet d'hydrogène [dépend de nombreux facteurs](#) et sa probabilité [est difficile à estimer](#).

³³⁶ Pour déterminer si cette proportion élevée de fuites enflammées observée pour l'hydrogène peut être reliée (ou non) à l'inflammabilité de ce gaz, une possibilité serait de la comparer, pour une même base de données et sur une même période, à celle observée pour d'autres gaz inflammables (gaz naturel par exemple).

³³⁷ Proust, C. (2019). Fire and Explosion Safety in Hydrogen Containing Processes : State of the Art and Outstanding Questions. Proceedings of the Ninth International Seminar on Fire and Explosion Hazards. <https://elib.spbstu.ru/dl/2/k19-134.pdf/en/info>

Parmi les rejets enflammés reportés dans les bases de données, il est également intéressant d'examiner la proportion entre feux et explosions. Il s'avère que celle-ci diffère selon les bases de données. La base ARIA montre une proportion un peu plus importante de feux (59% des rejets enflammés, cf. Figure 76a) tandis que la base HIAD montre une proportion inverse (61% des rejets enflammés sont des explosions, cf. Figure 76b). La base H2Tools, quant-à-elle, ne fait pas la distinction entre feux et explosions sur sa page de statistiques³³⁴. En moyenne, il peut donc en être conclu qu'environ la moitié des rejets enflammés d'hydrogène sont des explosions, le reste étant des feux torches ou des feux de nuage. Cette proportion importante d'explosions est probablement à relier au [caractère réactif de l'hydrogène](#), même si pour s'en assurer, il faudrait la comparer à celle observée pour d'autres gaz inflammables.

L'analyse approfondie des 40 événements de la base ARIA ayant donné lieu à des explosions (sur 144 événements impliquant de l'hydrogène gazeux « pur »³²²) montre que la majorité de ces explosions s'est produite suite à une fuite d'hydrogène (en extérieur ou dans un espace clos), qui en se dispersant dans l'air a entraîné la formation d'un mélange inflammable, lequel a rencontré une source d'inflammation. Une autre partie de ces explosions s'est produite à l'intérieur d'un équipement et a entraîné l'éclatement de celui-ci. Ce scénario d'explosion interne conduisant à un éclatement s'est produit, notamment : 1- suite à un balayage/inertage insuffisant ayant conduit à la présence résiduelle d'hydrogène dans l'équipement, 2- suite à une réaction (emballement chimique, décomposition) ayant entraîné la formation accidentelle d'hydrogène ou encore, 3- suite à une entrée d'air dans un équipement contenant de l'hydrogène.

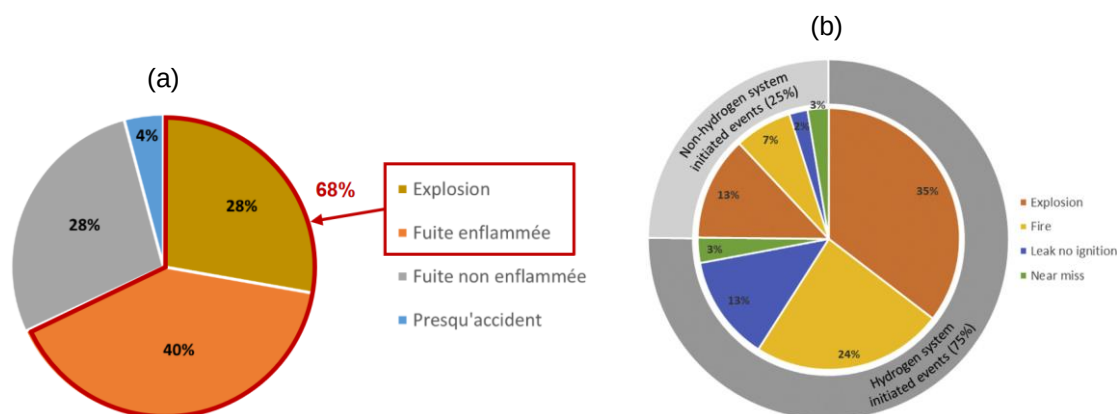


Figure 76 : Phénoménologie des accidents liés à l'hydrogène reportés dans les bases ARIA³²² (a) et HIAD³³⁰ (b)

4.3.6 Les sources d'inflammation

Il est généralement difficile, lors de l'analyse d'un accident ayant entraîné un rejet enflammé, d'identifier la source d'inflammation. Pour l'ensemble des gaz inflammables, dans 65% des cas d'inflammation accidentels, la source d'inflammation n'est pas identifiée.

Pour l'hydrogène, cette proportion semble plus importante encore. En effet, sur les 559 rejets enflammés que comptait la base HIAD au 1^{er} janvier 2024, 462 (soit 83%) n'avaient aucun renseignement concernant leur source d'inflammation. Cette forte proportion de cas d'inflammation « inexpliqués » est cohérente avec [la forte sensibilité de l'hydrogène à l'inflammation](#). En effet, des phénomènes de très faible énergie, habituellement insuffisants pour amorcer une combustion, peuvent constituer des sources d'inflammation pour l'hydrogène.

Pour les cas où les sources d'inflammation ont pu être identifiées, celles-ci sont essentiellement les mêmes que celles observées dans l'industrie en général. En proportion, ce sont les décharges d'électricité statique ainsi que les étincelles d'origine mécanique (friction, chocs, abrasion), qui sont les plus courantes. Viennent ensuite les flammes nues (y compris les travaux de soudage), les surfaces chaudes, les défauts d'installation électrique, les effets dominos thermiques (radiation de chaleur ou incendies émanant d'équipements voisins) et la foudre. L'analyse de la base ARIA conduit aux mêmes observations³²².

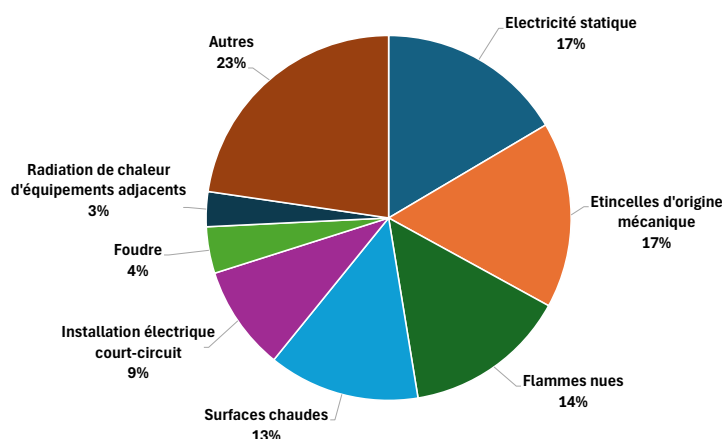


Figure 77 : Sources d'inflammation rapportées dans la base HIAD au 1^{er} janvier 2024

4.3.7 Les conséquences des accidents

La plupart des accidents ou incidents liés à l'hydrogène, fort heureusement, n'ont pas de conséquences humaines. C'est le cas de deux-tiers (64%) des 706 événements enregistrés dans la base [HIAD](#) au 1^{er} janvier 2024 sachant que, même s'il s'agit de la base de données d'accidents la plus complète dans le domaine de l'hydrogène, une partie des événements (notamment les incidents ou presque-accidents) ne sont pas remontés dans cette base.

A contrario, cela veut dire que plus d'un tiers des événements recensés (251, soit 36%) ont conduit au moins à des blessés et environ 14% (102 événements) ont été mortels. Globalement, les événements liés à l'hydrogène ont conduit à 386 morts et 1316 blessés, soit en moyenne près de 7 victimes (morts ou blessés) par accident. Cela fait ressortir que lorsqu'un accident lié à l'hydrogène entraîne des conséquences humaines, celles-ci tendent à être graves. Ce constat est lié à la typologie des [phénomènes générés](#), dont les effets sont généralement importants et la cinétique rapide.

Il faut toutefois noter que les accidents recensés dans la base HIAD sont, pour la plupart, survenus avant 2000 et que depuis le début des années 2010, les statistiques de mortalité et de morbidité dans la filière hydrogène se sont nettement améliorées (Figure 78), en cohérence avec [la diminution du nombre d'accidents depuis 2010](#).

Un autre point important à noter est que la très grande majorité des victimes des accidents liés à l'hydrogène sont des employés des sites³²⁰. Autrement dit, il est très rare que des conséquences humaines soient à déplorer en dehors des sites d'exploitation. Avec les [nouveaux contextes d'application de l'hydrogène](#), ce constat pourrait toutefois être amené à évoluer.

Lorsqu'ils ne provoquent pas de victimes, les accidents liés à l'hydrogène tendent à générer des dommages matériels importants, du fait de l'intensité des effets générés par les explosions ou les feux d'hydrogène. Les pertes économiques (dommages matériels, arrêts d'exploitation, etc.) peuvent donc être très importantes.

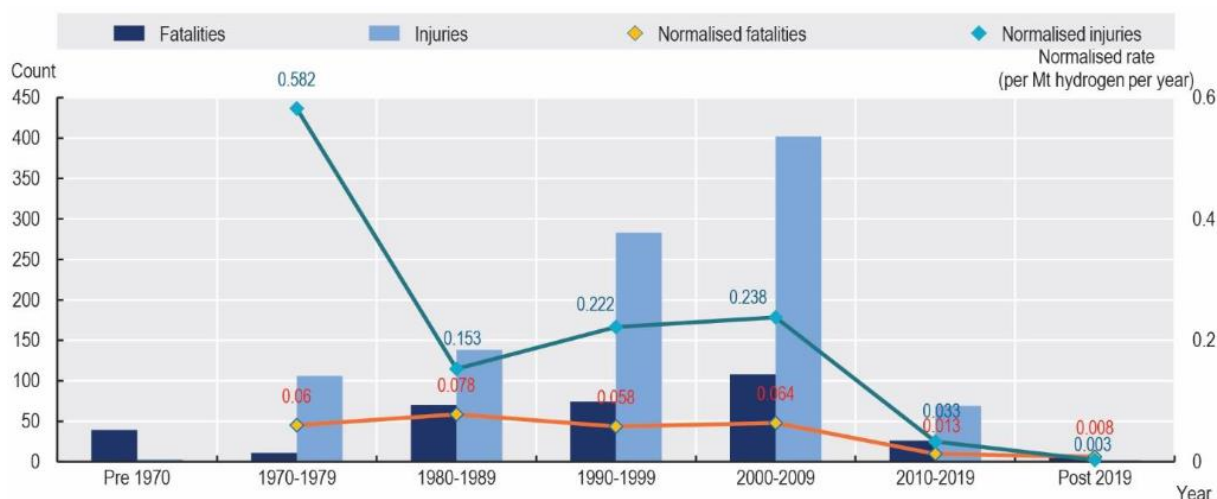


Figure 78 : Evolution de la mortalité et de la morbidité des accidents liés à l'hydrogène au cours des dernières décennies³³²

4.3.8 Les causes d'accidents

L'analyse des causes des accidents, que ceux-ci soient liés à l'hydrogène ou non, est toujours un exercice fastidieux car [les causes des accidents sont toujours multifactorielles](#) ou difficiles à déterminer. A la complexité propre à chaque accident s'ajoute une complexité supplémentaire lorsque l'on cherche à faire une analyse statistique d'un catalogue d'accidents, afin d'en dégager les causes les plus fréquentes. En effet, il faut pour cela construire une typologie de causes. Or, chaque base de données ou chaque analyste adopte généralement une typologie différente. De plus, le mode de classement des événements dans cette typologie peut être différent selon les auteurs, certains choisissant de pouvoir attribuer plusieurs causes à un même événement, d'autres préférant un classement exclusif, où chaque événement est rangé dans une seule catégorie. Cette dernière option facilite [l'agrégation des probabilités](#) associées à chaque cause, lors de l'évaluation des risques. En revanche, elle oblige à faire des choix et donc conduit à une certaine subjectivité dans le classement des événements.

Compte-tenu de ces différences de méthodologie, il est impossible de fournir ici une cartographie unique des types de causes d'accidents liés à l'hydrogène. Aussi, il est fait le choix de présenter ci-dessous les résultats de deux analyses récentes.

La première a été réalisée à partir de la base [ARIA](#), en décembre 2023³²². L'analyse a porté sur les 144 événements impliquant de l'hydrogène gazeux (non mélangé à d'autres gaz) recensés dans la base ARIA à cette date. Pour 44 d'entre eux (soit 30%), les causes étaient indéterminées ou en tout cas, non précisées dans le descriptif de l'accident. Pour les 100 autres événements, six types de causes ont été définies et chaque événement a été classé, de manière exclusive, dans l'une de ces six familles, tel que montré sur la Figure 79a. Cette analyse fait ressortir les défaillances matérielles comme les causes les plus fréquentes d'accidents liés à l'hydrogène (44 %). Viennent ensuite les [facteurs organisationnels](#) (23 %), la corrosion (11 %), les agressions mécaniques (10%), les effets dominos (6%) et les causes naturelles (6%).

La deuxième analyse a été réalisée à partir de la base HIAD et a porté sur 576 événements survenus avant mai 2021 et considérés comme suffisamment renseignés (parmi les 706 que comportait la base à cette date) pour faire l'objet d'une analyse statistique³³⁰. Six types de causes ont également été définies, différentes de celles choisies dans l'analyse précédente (Figure 79b). Le classement des événements dans ces six catégories a été réalisé cette fois de manière non-exclusive, ce qui explique que la somme des pourcentages est supérieure à 100%. Il ressort de cette analyse que pratiquement la moitié des accidents (49%) ont, au moins en partie, une origine organisationnelle. Les autres facteurs intervenant dans les causes d'accidents liés aux systèmes hydrogène sont, par ordre d'incidence, les défauts de fabrication des composants (35%), les facteurs humains (29%), les erreurs de conception (27%), les facteurs liés à l'environnement de travail (14%) et enfin, les erreurs d'installation ou de maintenance (11%).

Ces deux analyses mettent en lumière des éléments très différents, et complémentaires, sur l'origine des accidents liés à l'hydrogène. La première, par le choix de sa typologie et le classement des

événements dans une seule catégorie, met plutôt en lumière les causes directes des accidents, tandis que la deuxième, par la possibilité d'attribuer plusieurs causes à un même événement, fait davantage ressortir les causes profondes.

L'importance des facteurs humains et organisationnels qui ressort de cette deuxième analyse n'est pas surprenante. En 2009, le BARPI avait déjà estimé, à partir d'une analyse de la base ARIA³³⁸, que plus de 70% des accidents impliquant de l'hydrogène avaient, au moins en partie, une origine humaine ou organisationnelle. En cela, la filière hydrogène ne se démarque pas du reste de l'industrie, où la composante humaine et organisationnelle est très souvent présente dans la genèse des accidents.

Au-delà des analyses statistiques et à un niveau plus détaillé, des exemples de causes d'accidents liés à l'hydrogène, inspirés du retour d'expérience, sont fournis dans les Tableau 6 et Tableau 7.

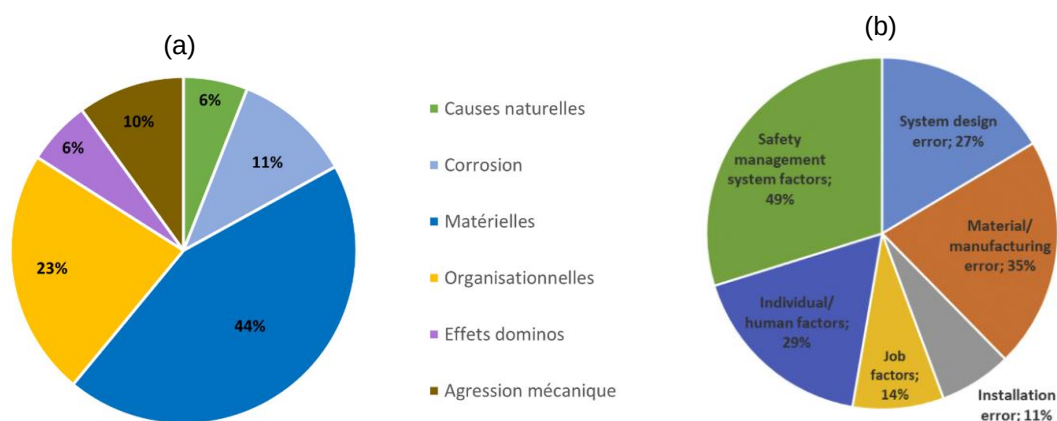


Figure 79 : Répartition des causes d'accidents liés à l'hydrogène selon deux méthodologies :
 (a) répartition en six catégories exclusives à partir d'une analyse de la base ARIA³²²
 (b) répartition en six catégories non-exclusives à partir d'une analyse de la base HIAD³³⁰

4.3.9 Recommandations générales issues de l'accidentologie

Le Tableau 5 réunit quelques-unes des recommandations pratiques émises à partir d'analyses récentes de la base ARIA³²² et de la base HIAD³³⁰. Notons qu'il s'agit ici de recommandations générales. Des enseignements et des recommandations plus spécifiques à certains types d'équipements sont fournies au [Chapitre 8](#) (§ 8.2.2, 8.3.2, 8.4.2, 8.5.2).

Thème	Recommandations	Cas d'accidents illustratifs
Formation	Former et sensibiliser les opérateurs et assurer un maintien régulier des compétences afin de limiter les risques d'erreurs opératoires, d'ignorance ou de contournement des procédures, d'actions inappropriées en cas de situations d'urgence, etc.	HIAD 538, 754, 755, 756, 661, 663, 664, 665, 666,
Organisation de la sécurité	Mettre en place une organisation adéquate de la sécurité : procédures, formation, communication claire des consignes et des informations lors des changements de poste, environnement de travail adapté, etc.	HIAD 321, 429, 495, 672, 675, 686
Corrosion	Prévenir la corrosion par la maintenance préventive, la réalisation de contrôles de corrosion réguliers et l'utilisation de matériaux compatibles avec l'hydrogène	HIAD 83, 95, 104, 122, 131, 179, 194, 196, 208, 210, 246, 261, 478, 546, 567, 568, 615, 616, 648, 707, ARIA 106, 58702, 51978, 52743, 38140, 52695, 52671, 25112, 23175
Ventilation	Prévoir une ventilation appropriée	HIAD 674, 680

³³⁸ HSE, Human Factors and ergonomics <https://www.hse.gov.uk/humanfactors/index.htm>

Thème	Recommandations	Cas d'accidents illustratifs
Gel	Protéger les installations contre le gel, qui peut notamment être à l'origine de blocages ou de bouchages de dispositifs de sécurité et conduire à des surpressions	HIAD 552
Soupapes	Respecter les bonnes pratiques de conception, d'installation et de contrôle des soupapes de sécurité	HIAD 562, 808
Compatibilité	Utiliser des matériaux compatibles avec l'hydrogène	HIAD 534, 615, ARIA 437, 36621
Events	Relier les dispositifs de décompression (soupapes, disques de rupture, TPRD...) à un événement	ARIA 52619
	Respecter les bonnes pratiques de conception des événements (en hauteur, en extérieur, dans une zone inaccessible au public, à distance du personnel, de l'installation et de toute source d'inflammation, évacuant l'hydrogène vers le haut). Contrôler régulièrement l'opérationnalité des événements. S'assurer lors d'opérations de maintenance que l'hydrogène ne peut pas migrer via le réseau d'événements vers la section en maintenance	ARIA 52619, HIAD 536
Maintenance	Effectuer un contrôle/maintenance régulier du système	HIAD 101, 106, 185, 194, 196, 241, 405, 410, 621, 661, 702, 703, 708, ARIA 51294, 47795, 31715, 24741, 1903, 1693
	Porter une attention particulière aux composants vulnérables : raccords, brides, joints, vannes, etc.	HIAD 156, 249, 542, 547, 559, 601, 678
Inertage	Respecter les bonnes pratiques d'inertage des équipements lors des phases d'arrêt ou de maintenance	HIAD 531, 631, 673, 750, 752
Sources d'inflammation	Prévenir autant que possible les sources d'inflammation	ARIA 52072, 35860, 44133, 44944, 57516, 60961, 10095, 46047, 52619, 51294, 25112, 25777

Tableau 5 : Exemples de recommandations issues de l'analyse des bases ARIA³²² et HIAD³³⁰

4.4 QUELS SONT LES EVENEMENTS REDOUTES CENTRAUX ET LEURS CAUSES POTENTIELLES ?

A partir du [retour d'expérience des accidents liés à l'hydrogène](#) et aux autres gaz inflammables mis en œuvre dans des conditions analogues, il est possible de dresser une vue d'ensemble des scénarios d'accidents susceptibles de se produire en présence d'hydrogène. Au centre de tous les accidents se trouve une perte de confinement, qui peut être soit une [fuite accidentelle](#), soit, de manière moins fréquente, [l'éclatement d'un équipement](#). L'analyse des circonstances qui peuvent mener à chacun de ces deux types d'événements, ainsi que des phénomènes dangereux qui peuvent en résulter, sont l'objet des sections suivantes.

4.4.1 La fuite accidentelle

La fuite accidentelle est [l'événement redouté central](#) le plus fréquent dans les accidents liés à l'hydrogène.

On entend par « fuite accidentelle » la libération inattendue, non souhaitée, d'un potentiel de danger, ici l'hydrogène (Figure 80). La fuite accidentelle se différencie des rejets qui sont attendus en fonctionnement normal, tels que par exemple :

- les [fuites d'hydrogène par perméation](#), qui sont par définition irréductibles et de très faible débit ;
- les rejets volontaires et contrôlés, par exemple lors de purges du système ;
- les rejets associés à des prises de mesures ou à des prélèvements de gaz, qui sont des rejets de petites quantités, dont les risques sont maîtrisés par des procédures spécifiques.

Les fuites accidentelles peuvent avoir des débits très variés, allant de débits très faibles (< 0,1 g/s), liés par exemple à un joint défectueux, à des débits très importants (> 1kg/s), liés par exemple à la rupture franche d'une canalisation. Les fuites de faible débit sont de loin les plus courantes.

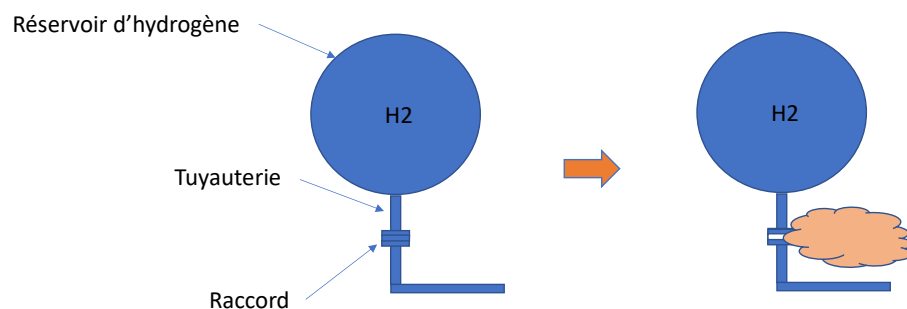


Figure 80 : Illustration d'une fuite accidentelle d'hydrogène

La Figure 81 représente, sous forme de nœud papillon, les scénarios génériques qui peuvent mener à une fuite accidentelle d'hydrogène et les phénomènes dangereux qui peuvent en résulter. Les causes potentielles d'une fuite accidentelle seront vues [un peu plus loin](#).

Une fuite accidentelle peut conduire, selon les caractéristiques du rejet et l'environnement dans lequel celui-ci a lieu, à une variété de phénomènes dangereux : un [rejet asphyxiant](#), un [feu torche](#), un [feu de nuage](#), une [explosion non confinée](#) (UVCE) ou une [explosion confinée](#) (VCE).

Il est à noter qu'à la différence du phénomène [d'éclatement](#), qui implique la ruine totale de l'équipement et la libération instantanée du gaz contenu, accompagnée éventuellement de la projection de fragments, une fuite accidentelle donne lieu à une libération progressive du gaz et n'entraîne pas la projection de fragments.

4.4.2 L'éclatement d'un équipement

L'éclatement d'un équipement consiste en la rupture de son enveloppe, c'est-à-dire en sa ruine complète.

La Figure 83 représente, sous forme de nœud papillon, les scénarios génériques qui peuvent conduire à l'éclatement d'un équipement dans le contexte d'une application hydrogène, ainsi que les phénomènes dangereux qui peuvent en résulter. Les causes potentielles de l'éclatement d'un équipement seront vues [un peu plus loin](#).

L'éclatement d'un équipement provoque d'une part une [détente pneumatique](#), c'est-à-dire une libération brutale de l'énergie mécanique accumulée dans l'équipement en raison de la pression et d'autre part, une libération du gaz ou du mélange inflammable contenu, dont la détente et le mélange avec l'air peut entraîner, en cas d'inflammation, une [boule de feu](#) (si l'inflammation est [immédiate](#)), un [feu de nuage](#) ou un [UVCE](#) (si l'inflammation est [retardée](#))³³⁹. Si le rejet ne s'enflamme pas, il peut également en résulter un [phénomène d'asphyxie](#).



Figure 82 : Eclatement d'un réservoir d'hydrogène (2,4 L à 700 bar) pris dans un feu

³³⁹ En théorie, l'éclatement d'un équipement peut aussi mener à une explosion confinée (VCE), mais il faut pour cela que l'enceinte (conteneur, bâtiment) dans laquelle se produit l'éclatement résiste aux effets de pression de l'éclatement, ce qui est peu probable, à moins que l'enceinte ait été dimensionnée pour y résister. Par souci de simplicité, ce cas un peu spécifique n'est pas abordé ici.

4.4.3 Les causes potentielles d'accidents liés à l'hydrogène

Les causes d'accidents liées à l'hydrogène, telles qu'elles se dégagent du [retour d'expérience](#), sont très similaires à celles que l'on retrouve pour d'autres gaz inflammables. En fait, les propriétés de l'hydrogène influent davantage sur la probabilité et sur la gravité potentielle des accidents, que sur la typologie des causes proprement dite.

L'événement redouté central le plus fréquent conduisant à un accident dans un système hydrogène est [la fuite accidentelle](#). Les causes potentielles d'une fuite accidentelle sont très variées et il existe de nombreuses manières de les catégoriser³⁴⁰. Il est assez fréquent de les regrouper dans les familles suivantes :

- [les défaillances matérielles](#), qui regroupent plusieurs sous-familles : les défauts matériels proprement dits (matériel inadapté, défaut de conception, défaut de fabrication), la fatigue mécanique, le vieillissement, l'usure et la corrosion ;
- [les erreurs opératoires](#), qui regroupent les erreurs humaines en phases de montage, de test avant mise en service, d'exploitation (c'est-à-dire en fonctionnement normal) ou d'intervention (de contrôle ou de maintenance) ;
- [les agressions mécaniques](#), liées par exemple à une charge lourde, l'impact d'un véhicule, un effet domino mécanique (projection liée à un accident sur un équipement voisin ou une installation voisine) ou un événement naturel (foudre, mouvement de terrain) ;
- [les agressions thermiques](#), liées par exemple à un effet domino thermique (feu déclenché sur un équipement voisin ou une installation voisine).

Ces familles, et sous-familles, sont reportées dans le nœud papillon relatif aux fuites accidentelles (Figure 81) et le Tableau 6 présente des exemples de causes appartenant à chacune de ces familles.

Le deuxième événement redouté central pouvant mener à un accident dans un système hydrogène est [l'éclatement d'un équipement](#). Il y a, là aussi, différentes manières d'en catégoriser les causes³⁴⁰. On peut distinguer les familles de causes suivantes :

- [les surpressions](#) (au sens général), c'est-à-dire soit l'augmentation de la pression interne jusqu'à une pression supérieure à la pression de rupture de l'équipement (liée par exemple à un sur-remplissage ou à la dérive d'un procédé) soit la diminution de la pression de rupture jusqu'à une valeur inférieure à la pression interne (en raison de la dégradation des propriétés mécaniques de l'enveloppe de l'équipement liée à la fatigue, au vieillissement, à l'usure ou à la corrosion) ;
- [les explosions internes](#), qui peuvent être liées à une intrusion d'air dans l'équipement ou à la formation accidentelle d'un mélange hydrogène-oxygène au sein de celui-ci ;
- [les agressions mécaniques](#), qui peuvent être liées à un impact de véhicule ou à un effet domino mécanique (projectile généré par un accident sur un équipement voisin ou une installation voisine) ;
- [les agressions thermiques](#), liées à un incendie sur un véhicule, à un effet domino thermique (feu lié à un accident sur un équipement voisin ou une installation voisine) ou à un événement naturel (feu de forêt).

Ces familles, et sous-familles, sont représentées dans le nœud papillon relatif à l'éclatement d'un équipement (Figure 83) et le Tableau 7 présente des exemples de causes appartenant à chacune de ces familles.

Notons qu'au-delà de ces catégorisations subjectives, généralement guidées par des besoins de [quantification des risques](#), les causes des accidents sont généralement multifactorielles, c'est-à-dire qu'elles font intervenir des composantes techniques, humaines, organisationnelles et éventuellement naturelles (foudre, mouvements de terrain, feux de forêt).

³⁴⁰ La catégorisation des causes, dans une analyse de risques, est subjective. Elle est généralement guidée par un souci de pédagogie et de facilitation du calcul de la probabilité d'occurrence des accidents.

Par exemple, une fuite accidentelle suite à un défaut de fabrication d'un joint (cause technique) peut être liée à une erreur de contrôle qualité du joint (erreur humaine) et au non-repérage de ce défaut par le technicien qui l'a monté, par exemple s'il n'a pas réalisé de test d'étanchéité (2^{ème} erreur humaine). Ces erreurs humaines peuvent avoir pour origine profonde des causes organisationnelles : manque de formation, absence de procédures, manque de moyens (outils, personnel), inadaptation du poste de travail, etc.

Catégories	Sous-catégories	Exemples dans le contexte d'applications hydrogène
Défaillances matérielles		
	Défaut matériel (matériel inadapté, défaut de conception, défaut de fabrication)	- Défaut d'étanchéité d'une vanne de prise d'échantillon en raison d'une erreur de conception - Raccord défectueux en raison d'un défaut de fabrication et de sa non-détection lors du contrôle qualité - TPRD dysfonctionnel suite à une erreur de conception ou de fabrication - Fragilisation d'une pièce non compatible avec l'H₂, suite à une erreur de conception
	Fatigue	- Fatigue d'un réservoir due aux cycles de pression/température liés aux remplissages - Desserrage d'un raccord par suite des variations de pression/température dans une tuyauterie
	Vieillessement	- Vieillessement chimique d'un joint d'étanchéité sur un raccord de tuyauterie
	Usure	- Frottement d'une pièce métallique sur une tuyauterie lié aux vibrations d'un compresseur
	Corrosion	- Corrosion d'une tuyauterie liée à son exposition météorologique
Erreurs opératoires		
	Erreur de montage	- Non-respect des normes et bonnes pratiques de soudage - Montage d'un modèle de vanne inapproprié suite à une erreur d'étiquetage
	Erreur de test avant mise en service	- Mauvaise réalisation d'un essai d'étanchéité avant la mise en hydrogène d'une installation
	Erreur d'exploitation	- Erreur de fermeture d'une vanne normalement ouverte - Non-port de vêtements antistatiques lors de prises d'échantillons dans une zone ATEX
	Erreur en phase d'intervention	- Défaut de serrage d'un bouchon après le ravitaillement en hydrogène d'une station-service
Agressions mécaniques		
	Charge lourde	- Manutention de charges à proximité ou au-dessus d'équipements contenant de l'hydrogène - Ecrasement d'un flexible de distributrice de station-service par un véhicule
	Impact lié à un véhicule	- Endommagement d'un réservoir d'hydrogène embarqué suite à une collision contre un autre véhicule
	Effet domino mécanique (interne ou externe)	- Rupture d'une tuyauterie par un projectile suite à l'éclatement d'un équipement proche
	Événement naturel	- Fuite d'une canalisation au niveau d'un raccord suite à un tassement différentiel du sol - Percement d'une tuyauterie par la foudre
Agressions thermiques		
	Effet domino thermique (interne ou externe)	- Agression d'une tuyauterie par un jet enflammé suite à une fuite sur un équipement voisin
	Événement naturel	- Agression d'un système hydrogène par un feu de forêt

Tableau 6 : Catégories et exemples de causes pouvant conduire à une fuite accidentelle d'hydrogène

Catégories	Sous-catégories	Exemples dans le contexte d'applications hydrogène
Surpression		
	Sur-remplissage	- Application d'un protocole de remplissage non-compatible avec les spécifications d'un réservoir - Défaut de consigne de l'automate de commande lors du remplissage d'un véhicule
	Dérive d'un procédé	- Emballlement d'un compresseur
	Perte de résistance de l'enveloppe	- Fatigue prématurée d'un réservoir de véhicule lié à son non-remplacement suite à un choc
Explosion interne		
	Intrusion d'air dans l'équipement	- Intrusion d'air à l'admission d'un compresseur
	Mélange accidentel H ₂ -O ₂ dans l'équipement	- Formation accidentelle d'un mélange H₂-O₂ dans un séparateur d'électrolyseur
Agressions mécaniques		
	Impact lié à un véhicule	- Impact d'une bouteille de stockage d'hydrogène par une fourche de chariot-élévateur
	Effet domino mécanique (interne ou externe)	- Impact d'un réservoir par un projectile suite à l'éclatement d'un autre réservoir d'hydrogène - Impact d'un réservoir de véhicule à hydrogène par une balle lors d'une rixe urbaine
Agressions thermiques		
	Incendie lié à un véhicule	- Atteinte d'un réservoir de stockage d'hydrogène par un feu de pneumatique sur un semi-remorque
	Effet domino thermique (interne ou externe)	- Atteinte d'un stockage d'hydrogène par un feu de conteneur de batteries - Atteinte d'un stockage d'hydrogène par un incendie de matières combustibles
	Événement naturel	- Atteinte d'une zone de stockage d'hydrogène par un feu de forêt

Tableau 7 : Familles et exemples de causes pouvant conduire à l'éclatement d'un équipement dans le contexte de l'hydrogène

4.5 QUELS SONT LES PHENOMENES DANGEREUX REDOUTES ET LEURS EFFETS POTENTIELS ?

4.5.1 Le rejet asphyxiant

Un rejet accidentel d'hydrogène, qu'il soit lié à une [fuite](#) ou à [l'éclatement d'un équipement](#), ne s'enflamme pas systématiquement³³⁷. L'hydrogène n'est pas toxique mais comme tous les gaz, s'il atteint une concentration dans l'air trop élevée, il peut entraîner un déficit d'oxygène et provoquer l'asphyxie.

Il est généralement considéré qu'un déficit d'oxygène dans l'air apparaît à partir d'un taux d'oxygène inférieur à 19,5% (le taux normal étant de 21%) et qu'à un taux d'oxygène inférieur à 12%, l'atmosphère devient critique pour l'homme³⁴¹. Dans le cas d'un rejet d'hydrogène, il faut atteindre respectivement une concentration en hydrogène de 7% et de 42% pour que le taux d'oxygène descende en dessous de 19,5% et de 12%. Ces concentrations sont élevées et coïncident (jusqu'à 75% d'hydrogène) avec la [plage d'inflammabilité de l'hydrogène](#) (qui va de 4 à 75%).

Une personne exposée à une atmosphère anoxique du fait d'un rejet d'hydrogène est donc également exposée aux effets d'un feu ou d'une explosion, dont les zones sont plus étendues que celles liées à l'anoxie. D'autre part, compte-tenu de la forte sensibilité à l'inflammation de l'hydrogène, il est plus probable que l'atmosphère anoxique dans laquelle une personne rentrerait s'enflamme avant que celle-ci connaisse des effets graves liés à l'anoxie.

C'est pourquoi le phénomène d'anoxie est très rarement observé dans l'accidentologie liée à l'hydrogène (un seul cas recensé³⁴²). Ce risque est plus prégnant en milieu confiné, dans les parties hautes, ou très près du point de rejet dans le cas de fuites à haut-débit.

N'étant pas dimensionnant, il est généralement identifié dans les analyses de risques mais écarté au stade de l'étude détaillée des risques. Pour cette raison et par souci de simplicité, il n'est pas représenté dans les nœuds-papillons des Figure 81 et Figure 83.

4.5.2 Le feu torche

Un feu torche ou jet enflammé (*jet fire*) est une réaction de combustion d'un jet de gaz inflammable (Figure 84). Le régime de combustion à l'œuvre dans le cas d'un feu torche est le régime de diffusion. La phénoménologie d'un feu torche est décrite en détails au § 6.4.1.

Dans le cas d'une application hydrogène, un feu torche peut survenir :

- en cas [d'inflammation immédiate](#) d'une [fuite accidentelle](#) d'hydrogène ;
- suite à un [feu de nuage](#) ou à une explosion ([confinée](#) ou [non](#)) liée à une [fuite accidentelle](#) ou à [l'éclatement d'un équipement](#), si la fuite qui en est à l'origine est alimentée (Figure 81) ;

Un feu torche d'hydrogène est [peu visible et rayonne peu de chaleur](#), ce qui nécessite de disposer d'une [caméra UV et/ou IR](#) pour le localiser et éviter de le traverser. La température d'un feu torche, au cœur du jet, [peut avoisiner les 2000°C](#). Ses effets thermiques peuvent donc entraîner des conséquences graves sur l'homme³⁴¹ (brûlure) ou sur les structures (endommagement voire perte totale d'intégrité), notamment en cas de longue durée d'application.

³⁴¹ Hyresponse (2016) Lecture 4: Harm criteria for people

³⁴² Voir accident n°560 dans la base [HIAD](#).

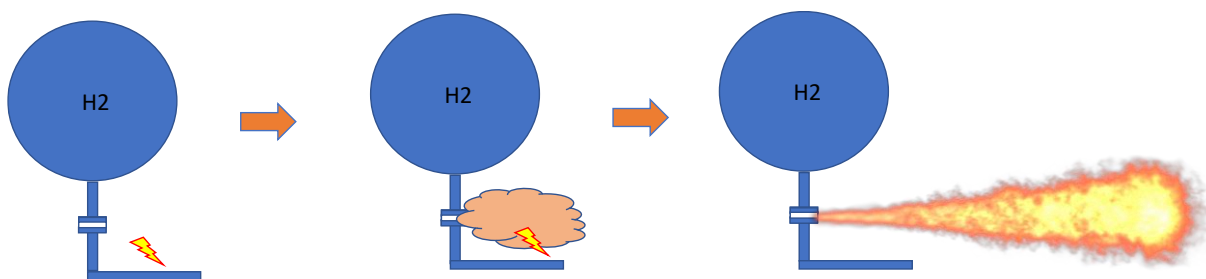


Figure 84 : Illustration d'un feu torche d'hydrogène

4.5.3 Le feu de nuage

Un feu de nuage (*flash fire*) est une réaction de combustion d'un prémélange de gaz ou de vapeurs inflammables avec l'air, se produisant en milieu ouvert et ne générant pas d'effets de surpression significatifs (Figure 85). La phénoménologie d'un feu de nuage, décrite au § 6.6.1, se distingue de celle d'une [explosion non confinée](#) par les effets de surpression que cette dernière produit.

Dans le contexte d'une application hydrogène, un feu de nuage survient en cas [d'inflammation retardée](#) d'un nuage inflammable d'hydrogène formé suite à une [fuite accidentelle](#) (Figure 81) ou à [l'éclatement d'un équipement](#) (Figure 83).

Un feu de nuage produit des effets thermiques, dont les conséquences sur l'homme peuvent être graves (brûlures voire décès)³⁴¹. En revanche, le temps d'apparition de ces effets étant court (de l'ordre de la seconde), leurs conséquences sur les structures sont en général limitées.

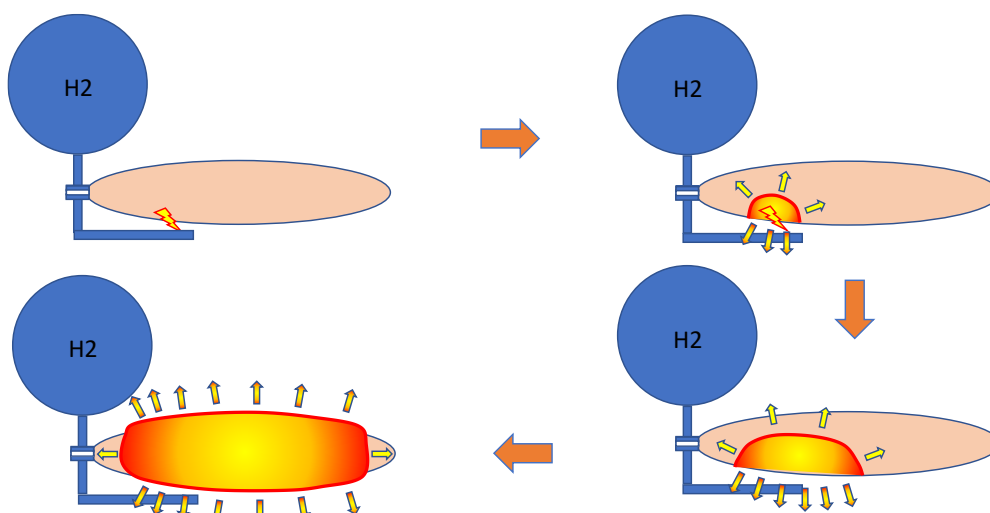


Figure 85 : Illustration d'un feu de nuage d'hydrogène
Le cas illustré est celui où l'inflammation a lieu en périphérie du nuage inflammable

4.5.4 L'explosion non confinée

Une explosion non confinée (*Unconfined Vapour Cloud Explosion, UVCE*) est une réaction de combustion d'un prémélange de gaz ou de vapeurs inflammables avec l'air, se produisant en milieu ouvert et donnant lieu à des effets de surpression (Figure 86). La phénoménologie d'un UVCE, décrite au § 6.7.1, se distingue de celle d'un [feu de nuage](#) par le fait que ce dernier ne produit pas d'effets de surpression.

Dans le contexte d'une application hydrogène, un UVCE survient en cas [d'inflammation retardée](#) d'un nuage inflammable d'hydrogène formé suite à une [fuite accidentelle](#) (Figure 81) ou à [l'éclatement d'un équipement](#) (Figure 83).

L'UVCE génère à la fois des effets thermiques, qui peuvent occasionner des brûlures graves aux personnes³⁴¹, et des effets de surpression, qui peuvent impacter les personnes ou les structures. Le bruit de l'explosion peut également générer des dommages acoustiques sur les personnes situées à proximité.

Un UVCE donne lieu, le plus souvent, à une [déflagration](#), mais une [détonation](#) est possible. Les effets dimensionnants d'un UVCE sont généralement les effets de surpression mais les enveloppes d'effets thermiques et de surpression sont généralement assez proches.

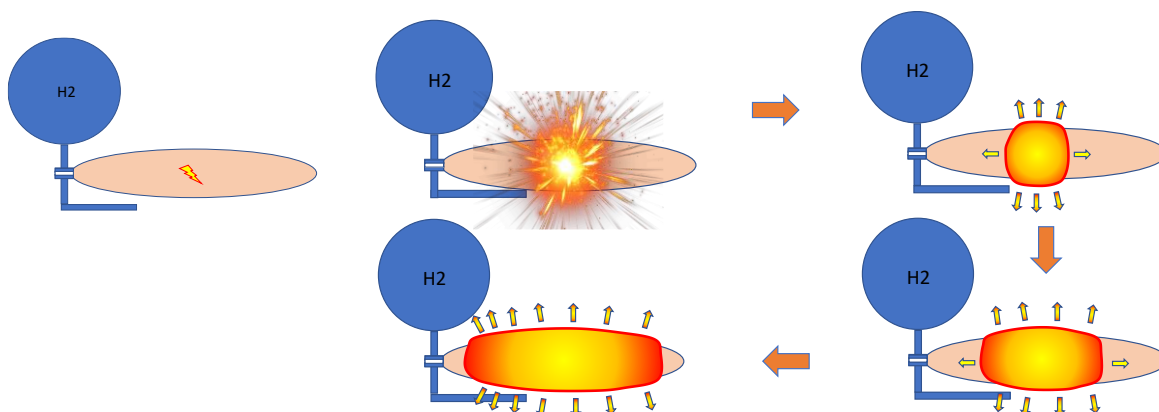


Figure 86 : Illustration d'une explosion non confinée (UVCE)

4.5.5 L'explosion confinée

Une explosion confinée (*Vapor Cloud Explosion*, VCE) est une réaction de combustion générée par [l'inflammation retardée](#) d'un prémélange de gaz ou de vapeurs inflammables avec un comburant (air, oxygène), dans un volume fermé (Figure 87).

Dans le contexte d'une application hydrogène, une explosion confinée peut survenir :

- en cas d'inflammation d'un mélange inflammable d'hydrogène formé suite à une [fuite accidentelle](#) dans une enceinte (conteneur, bâtiment, coffret de protection...) ³³⁹ (Figure 81) ;
- en cas de formation accidentelle d'un mélange hydrogène-oxydant (air, oxygène) dans un équipement (électrolyseur, compresseur, tuyauterie, etc.). On parle alors d'[explosion interne](#).

Une explosion confinée peut donner lieu à des vitesses de flammes très importantes, qui peuvent aller jusqu'à la [détonation](#). Les surpressions générées peuvent conduire à [l'éclatement](#) de l'enceinte (Figure 81) ou, dans le cas d'explosion interne, à l'éclatement de l'équipement (Figure 83). Il existe toutefois des dispositifs de mitigation ([événements d'explosion ou surfaces soufflables](#), [mousses d'extinction](#), [arrête-flammes](#), etc.) qui peuvent permettre d'éviter l'éclatement.

En cas d'ouverture de dispositifs de décharge (événements d'explosion, surfaces soufflables, etc.) une partie du mélange inflammable (et des gaz brûlés) est poussée par la flamme vers l'extérieur. Une [explosion secondaire](#) se produit alors à l'extérieur de l'enceinte (ou de l'équipement).

Un VCE génère des effets thermiques et de surpression à l'intérieur de l'enceinte (ou de l'équipement) et, en cas d'éclatement ou d'explosion secondaire, à l'extérieur de ceux-ci. Ces effets peuvent impacter gravement les personnes³⁴¹ et les structures environnantes. En cas d'éclatement de l'enceinte (ou de l'équipement) ou en cas d'ouverture de surfaces soufflables, des fragments peuvent également être projetés, jusqu'à plusieurs dizaines de mètres. Enfin, le bruit de l'explosion peut occasionner des dommages acoustiques aux personnes situées à proximité.

La phénoménologie d'une explosion confinée est décrite plus en détails au § 6.9.1.

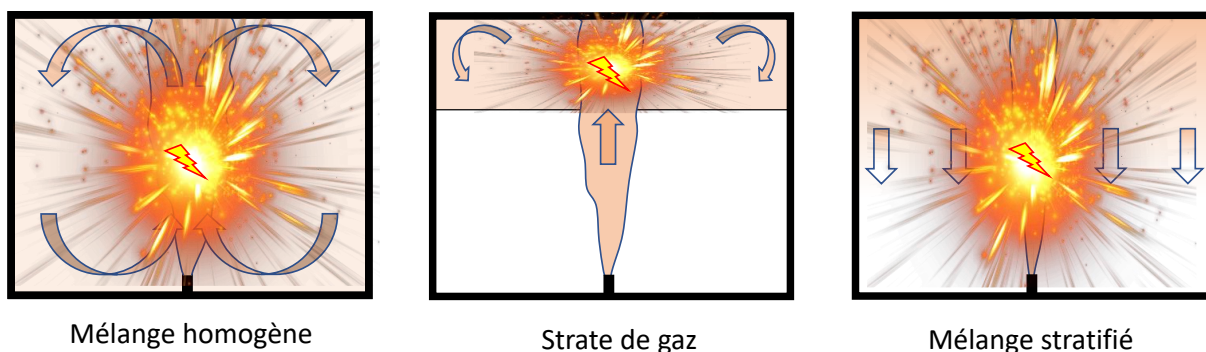


Figure 87 : Illustration d'une explosion confinée (VCE) dans une enceinte pour trois régimes de dispersion possibles

4.5.6 L'éclatement pneumatique

Un éclatement pneumatique correspond à la libération et à la détente brutale du fluide contenu dans un équipement ou dans une enceinte (Figure 88). La phénoménologie d'un éclatement pneumatique est décrite au § 6.10.1.

Dans le contexte d'une application hydrogène, un éclatement pneumatique peut résulter de [l'éclatement d'un équipement](#) (Figure 83) ou de l'éclatement d'une enceinte (conteneur, coffret de protection, etc.) généré par une [explosion confinée](#) suite à une [fuite accidentelle](#) (Figure 81).

Un éclatement pneumatique s'accompagne d'une [onde de choc violente](#), dont les effets de surpression peuvent avoir des conséquences graves sur les personnes³⁴¹ et sur les biens. Des fragments peuvent également être projetés à des distances de plusieurs dizaines, voire centaines de mètres. Le bruit de l'explosion peut également occasionner des dommages acoustiques aux personnes à proximité.

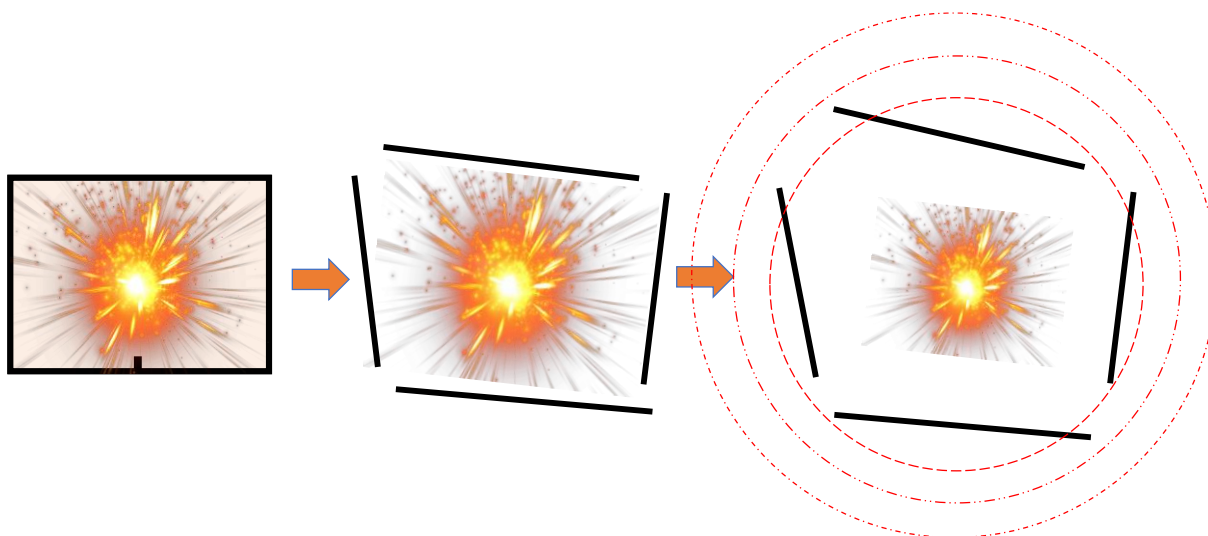


Figure 88 : Illustration d'un éclatement
Le cas représenté est celui de l'éclatement d'une enceinte lié à une explosion confinée

4.5.7 La boule de feu

Une boule de feu est une réaction de combustion résultant de l'inflammation immédiate d'un gaz inflammable lors de sa détente suite à [l'éclatement d'un équipement](#) (Figure 82). La combustion d'une boule de feu a lieu à la périphérie du nuage, qui correspond à la zone de prémélange.

Une boule de feu peut atteindre un diamètre de l'ordre de la dizaine de mètres. Ses effets thermiques peuvent donc avoir des conséquences graves sur les personnes³⁴¹ (brûlures voire décès). En revanche, le temps d'application de ces effets étant court (de l'ordre de la seconde), leurs conséquences sur les structures sont en général limitées.

Dans le cas de l'hydrogène, la vitesse de propagation de la flamme dans la zone de prémélange peut être suffisamment rapide pour générer également des effets de pression. Ceux-ci sont toutefois relativement faibles (quelques dizaines de mbar). C'est aussi la raison pour laquelle, par souci de simplicité, ils ne sont pas représentés dans le nœud-papillon de la Figure 83.

De manière générale, les effets liés à une boule de feu, qu'ils soient thermiques ou de surpression, ne sont pas dimensionnants par rapport aux effets de pression résultant directement de l'éclatement d'un équipement. Généralement, ils ne sont pas modélisés dans les études de risques liés aux systèmes hydrogène.

4.6 DANS QUELLES CONDITIONS L'HYDROGENE S'ENFLAMME-T-IL ?

L'hydrogène est un gaz beaucoup plus [sensible à l'inflammation](#) que la plupart des autres gaz. Néanmoins, cela ne signifie pas que tous les rejets d'hydrogène s'enflamment, loin de là³³⁷. Les mécanismes et les conditions d'amorçage d'une flamme d'hydrogène restent aujourd'hui un sujet de recherche. Ci-après sont résumées les connaissances actuelles sur le sujet.

4.6.1 Les sources d'inflammation de l'hydrogène

La norme NF EN 1127-1³⁴³ identifie 13 types de sources d'inflammation possibles pour les gaz inflammables. Cette typologie est reportée dans le Tableau 9 (colonne de gauche), avec en face quelques exemples de sources d'inflammation susceptibles d'être rencontrées dans le contexte d'applications hydrogène (colonne de droite).

Si toutes ces sources sont en mesure d'enflammer un nuage inflammable d'hydrogène, certaines sont plus courantes que d'autres, comme le montre [le retour d'expérience des accidents](#) (Figure 77).

4.6.2 Les mécanismes fondamentaux de l'inflammation

Même si elle reste partielle, la connaissance des mécanismes d'inflammation de gaz et de vapeurs inflammables a beaucoup progressé ces dernières années^{206,337,344}. Des modèles de plus en plus fidèles à l'expérience sont désormais accessibles dans la littérature.

Fondamentalement, on admet qu'il existe quatre mécanismes d'inflammation possibles pour des mélanges de gaz inflammables : 1- la production d'une étincelle électrique ; 2- la mise en contact du mélange avec un point ou une surface chaude ; 3- le mécanisme de diffusion et 4- [l'auto-inflammation](#). Toute [source d'inflammation](#) met en jeu l'un, ou éventuellement plusieurs, de ces mécanismes. Le Tableau 9 met en correspondance les 13 types de sources d'inflammation répertoriées avec ces 4 mécanismes.

Dans le cas d'une inflammation par étincelle électrique, c'est l'énergie de l'étincelle par rapport à [l'énergie minimale d'inflammation \(EMI\)](#) du mélange qui détermine s'il peut y avoir inflammation ou pas. Des modèles permettant d'estimer l'EMI d'un mélange hydrogène-air en fonction de sa composition, de la pression et de la température ambiantes sont disponibles dans la littérature^{201,206}.

Si le mécanisme en jeu est l'auto-inflammation (inflammation volumique dans un carter, par exemple), c'est la [température minimale d'inflammation \(TAI\)](#) du mélange qui est le paramètre pertinent. Notons que la TAI dépend de la composition du mélange, de sa pression et de la géométrie de l'objet avec lequel le mélange est en contact.

Dans le cas où le mécanisme d'inflammation est le contact avec un point ou une surface chaude, les paramètres pertinents sont, pour un point chaud, une puissance critique et pour une surface chaude, une température critique de surface³³⁷. Ces paramètres sont moins bien déterminés que l'EMI ou la TAI. La puissance critique la plus faible mesurée à ce jour pouvant enflammer un mélange hydrogène-air est de 100 mW mais il n'est pas sûr qu'il s'agisse d'un minimum absolu. La température critique de surface, quant à elle, se situe aux alentours de 600°C à la pression atmosphérique, ce qui est très

³⁴³ Norme EN-1127-1 Atmosphères explosives - Prévention de l'explosion et protection contre l'explosion - Partie 1 : notions fondamentales et méthodologie

³⁴⁴ Cirrone, D. et al. (2024) Numerical study of the spark ignition of hydrogen-air mixtures at ambient and cryogenic temperature, Int. J. Hydrogen Energy, 79 <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.06.362>

inférieur à celle du méthane, qui se situe aux alentours de 1100°C. Cette faible température critique de surface fait de l'hydrogène un des produits les plus sensibles à l'inflammation par surface chaude.

Enfin, le mécanisme de diffusion concerne les rejets d'hydrogène à haute pression (entre 20 et 40 bar minimum³³⁷). Dans ce cas, l'air ambiant est comprimé par le jet de manière quasi-adiabatique, ce qui l'échauffe. La mince couche de mélange inflammable située au contact entre l'hydrogène et l'air peut alors atteindre la TAI et s'enflammer. Les paramètres déterminants pour ce mécanisme sont la pression et la température initiales de l'hydrogène, ainsi que la géométrie de la brèche au point de rejet.

Le mécanisme d'inflammation par surface chaude est un de ceux qui font le plus l'objet de recherches actuellement. Il a été déterminé que la capacité d'une surface chaude à enflammer un mélange inflammable d'hydrogène dépendait notamment de la composition du mélange, de sa température, de l'étendue et de la forme de la surface chauffée, ainsi que de la vitesse de déplacement du mélange autour de la surface. Des données expérimentales restent toutefois à acquérir pour caractériser l'influence de ces différents facteurs³⁴⁵.

Quels que soient les mécanismes d'inflammation, ceux-ci sont nettement favorisés lorsque la pression ou la température du mélange augmente²⁰⁶.

4.6.3 L'inflammation « spontanée » de rejets d'hydrogène : les hypothèses proposées

Compte tenu de la [forte sensibilité de l'hydrogène à l'inflammation](#), des rejets d'hydrogène peuvent s'enflammer au contact de sources de très faible énergie, difficiles à identifier, qui amènent parfois à parler « d'inflammation spontanée ».

Des recherches ont été menées pour identifier les sources et les mécanismes qui mènent à ces « inflammations spontanées » dans le but, si possible, de les prévenir^{209,337,206,,346,347,348}. Les hypothèses les plus pertinentes proposées sont :

1. [l'inflammation par diffusion](#), qui apparaît comme plausible dans le cas de fuites à haute pression ;
2. [l'inflammation par la friction de fragments chauffés à la brèche](#) : dans le cas d'un rejet à haute pression, des phénomènes de friction, liés par exemple au flux important d'hydrogène au niveau de la brèche ou à l'ouverture rapide d'un dispositif de sécurité (soupape, disque de rupture), peuvent échauffer des fragments de métaux, qui peuvent alors devenir des surfaces chaudes capables d'enflammer un mélange inflammable d'hydrogène ;
3. [l'inflammation par l'impact de fragments arrachés à la brèche](#) : en cas de rejet à haute pression, des fragments peuvent être arrachés à la brèche et impacter des surfaces solides, créant ainsi de la friction et un échauffement capable d'entraîner l'inflammation ;
4. [l'inflammation par des décharges électrostatiques générées par le frottement de particules de poussières entraînées par le jet](#) : le frottement de particules solides initialement présentes dans l'équipement et entraînées par le flux d'hydrogène lors du rejet sous pression peut créer des charges électrostatiques suffisantes pour amorcer l'inflammation du jet.
5. [l'inflammation par des décharges électrostatiques générées par le frottement de fragments arrachés à la brèche](#) : en cas de rejet à haute pression, des fragments peuvent être arrachés à la brèche et impacter des surfaces solides, créant ainsi des charges électrostatiques capables d'enflammer le rejet.

Un autre mécanisme, [l'effet Joule-Thomson inverse](#), a également pour effet d'échauffer l'hydrogène à la détente. Néanmoins, il a été montré que ce phénomène ne conduisait pas, à lui seul, à une élévation de température suffisante pour amorcer une combustion par auto-inflammation.

³⁴⁵ Proust, C. (2019) Fire and explosion safety in hydrogen containing processes: state of the art and outstanding questions. Powerpoint presentation, ISFEH9 St Petersburg <https://ineris.hal.science/ineris-03319916v1>

³⁴⁶ Liu, X.-Y. et al. (2024) Progress in spontaneous ignition of hydrogen during high-pressure leakage with the considerations of pipeline storage and delivery, Applications in Energy and Combustion Science, 20 <https://doi.org/10.1016/j.jaecs.2024.100290>

³⁴⁷ Merilo, E.G., Groethe, R.C., Adamo, R.W., Schefer, W.G., Dedrick, D.E. (2012) Self-ignition of hydrogen releases through electrostatic discharge induced by entrained particulates, Int. J. Hydrogen Energy, 37, 17561-17570. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.03.167>

³⁴⁸ Duclos, A. (2019) Development of phenomenological and risk assessment models of explosion for the emerging hydrogen-energy industry, PHD Thesis. <https://theses.hal.science/tel-04162678v1/document>

Il est intéressant de remarquer que pour tous ces mécanismes, la source d'inflammation est générée par le rejet lui-même. Autrement dit, il n'est pas nécessaire qu'une source extérieure soit présente dans un rejet d'hydrogène pour l'enflammer.

Les conditions favorables à l'apparition de ces différents mécanismes, en fonction de la pression de rejet, sont rassemblées dans le Tableau 8.

Pression	Charges électrostatiques générées par l'entraînement de poussières	Friction à la brèche	Impact de fragments arrachés à la brèche	Charges électrostatiques générées par l'entraînement de fragments arrachés à la brèche	Inflammation par diffusion
> 100 bar	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
10 – 100 bar	Oui	Oui	Oui	Non	Non
< 10 bar	Oui	Oui	Non	Non	Non

Tableau 8 : Conditions favorables aux mécanismes potentiels d'inflammation spontanée d'un rejet d'hydrogène en fonction de la pression de rejet²⁰⁶

4.6.4 Notions d'inflammation immédiate et d'inflammation retardée

Les notions d'inflammations immédiate et retardée d'un rejet accidentel varient quelque peu dans la littérature³⁴⁹. Certains assimilent une inflammation immédiate à une inflammation instantanée, d'autres incluent dans les inflammations immédiates les inflammations rapides, survenant quelques secondes après le début du rejet.

Dans une démarche d'analyse des risques, les notions d'inflammations immédiate ou retardée ont pour but de discriminer les phénomènes dangereux susceptibles d'être générés par le rejet. Ainsi, si les conditions du rejet, le contexte environnemental et le moment d'apparition de la source d'inflammation du rejet font que l'inflammation est susceptible de produire un [feu torche](#) ou une [boule de feu](#), elle sera qualifiée d'immédiate. Si au contraire ces conditions conduisent à produire un [feu de nuage](#) ou une explosion ([confinée](#) ou [non](#)), l'inflammation sera qualifiée de retardée. C'est cette définition qui est adoptée dans le cadre du présent document.

³⁴⁹ Flauw, Y. (2015) Proposition d'une méthode semi-quantitative d'évaluation des probabilités d'inflammation, rapport Ineris DRA-13-133211-12545A, <https://www.ineris.fr/sites/ineris.fr/files/contribution/Documents/dra-13-133211-12545a-evaluation-des-proba-dinflammation-v8-1442302458.pdf>

Sources	Mécanismes fondamentaux				Exemples de situations pratiques correspondantes dans le contexte d'applications hydrogène
	EEL	PSC	DIF	AIF	
Surfaces chaudes		X			Parois de compartiment moteur chauffées par des gaz d'échappement Canalisations de fluides (vapeur par ex.) à température élevée
Flammes et gaz chauds (y compris les particules chaudes)		X			Travaux par points chauds (soudage, découpage, etc.) Appareils de chauffage ou brûleurs industriels Feux accidentels (accident de voiture, incendie sur une installation, feu de forêt)
Friction, choc et abrasion d'origine mécanique		X			Chute ou détachement de pièces métalliques Travaux de meulage, découpe, marteaux-piqueurs, etc. Engins de manutention (charriots-élévateurs, transporteurs, etc.) Systèmes de freinage ou d'embrayage sur des machines tournantes ou des véhicules Fermeture de vanne trop rapide
Matériels électriques	X	X		X	Ouverture ou fermeture de circuit électrique : relai, électrovanne, compresseur, etc. Connexions desserrées Courts-circuits (sur une batterie électrique par exemple)
Courants électriques vagabonds, protection cathodique contre la corrosion	X				Protection cathodique sur un puits de stockage souterrain d'hydrogène Court-circuit ou mise accidentelle à la terre
Electricité statique	X				Charges portées par une personne marchant sur un sol non dissipatif Charges triboélectriques liées au frottement de particules entraînées dans un flux d'hydrogène Charges électriques atmosphériques (effet couronne) au-dessus d'un événement d'hydrogène Décharges électriques dans les filtres à particules non mis à la terre
Foudre	X				Impact de foudre
Ondes électromagnétiques de 10^4 Hz à 3×10^{11} Hz (radiofréquences)		X			Lignes à haute-tension Emetteurs radio ou radar, téléphones portables
Ondes électromagnétiques de 10^{11} Hz à 3×10^{15} Hz		X			Rayonnements laser liés à des systèmes de communication, de surveillance ou de détection
Rayonnement ionisant		X		X	Sources radioactives, y compris d'origine naturelle
Ondes ultrasoniques		X			Emetteurs d'ultrasons
Compression adiabatique et ondes de choc			X	X	Ondes de choc créées par la décharge brutale de l'hydrogène lors d'une fuite sous pression
Réactions exothermiques		X			Réactions d'hydrogénation (LOHC, catalyse au platine, etc.)

Tableau 9 : Les principales sources d'inflammation de mélanges inflammables d'hydrogène
EEL = Etincelle électrique ; PSC = Point ou surface chaude ; DIF = Couche de diffusion ; AIF = Auto-inflammation

5 L'EVALUATION DE LA PROBABILITE DES ACCIDENTS LIES A L'HYDROGENE

5.1 PREAMBULE

L'évaluation de la probabilité d'occurrence des accidents est, avec [l'évaluation de l'intensité des effets qu'ils génèrent](#), une composante essentielle de [l'évaluation des risques](#) liés à un système industriel.

Dans le contexte de l'hydrogène, cette évaluation des probabilités d'accidents est un réel défi, du fait du faible retour d'expérience, qui limite considérablement la quantité de données à disposition pour mener à bien cette évaluation. L'analyste est alors contraint de recourir à des bases de données génériques, à des avis d'experts ou de « produire » des données par des essais expérimentaux ou par la modélisation.

Ce chapitre vise à faire un point sur l'état actuel des méthodes, des données et des difficultés restant à lever, en matière de quantification des probabilités d'accidents liés à l'hydrogène.

Après un rappel de la démarche générale d'évaluation de la probabilité d'occurrence des accidents liés à un système industriel, puis la présentation de quelques bases de données potentiellement utiles à cette évaluation dans le contexte de l'hydrogène, le chapitre fournit un état des valeurs estimatives (ou des fourchettes de valeurs), issues de la littérature, concernant :

- les fréquences de pertes de confinement d'équipements couramment utilisés dans les systèmes hydrogène ;
- les probabilités d'inflammation de rejets d'hydrogène ;
- la performance de certaines barrières de sécurité couramment mises en œuvre dans le cadre de systèmes hydrogène.

Notons que l'essentiel des données disponibles concerne l'hydrogène gazeux. Les données associées à l'hydrogène liquide sont très limitées et ne seront pas abordées dans ce chapitre.

5.2 QUELLE EST LA DEMARCHE GENERALE D'EVALUATION DES PROBABILITES D'ACCIDENTS D'UN SYSTEME INDUSTRIEL ?

Même si l'hydrogène se démarque d'autres substances dangereuses par [des propriétés et des conditions de mises en œuvre spécifiques](#), la démarche générale d'évaluation des probabilités d'accidents liés à un système hydrogène n'est pas différente de celle d'un système industriel en général. Cette section en reprend les principales étapes.

5.2.1 Objectif de la démarche d'évaluation

L'objectif est d'évaluer la probabilité d'occurrence, sur une période donnée, des accidents représentatifs du système étudié, issus de [l'analyse de risques](#). La période conventionnellement choisie est l'année, de sorte qu'il s'agit d'évaluer, pour chaque accident, une probabilité d'occurrence annuelle (POA).

Dans une approche conservatrice, la probabilité de l'accident est souvent assimilée à la probabilité du phénomène dangereux qui l'occasionne, c'est-à-dire que la probabilité conditionnelle d'exposition d'enjeux humains aux effets du phénomène dangereux est considérée égale à 1.

[L'appréciation de l'acceptabilité du risque](#) étant généralement basée sur le positionnement des accidents dans des classes de probabilité, l'objectif de l'évaluation est, *in fine*, de classer chaque accident dans une de ces classes de probabilité. La Figure 69 présente, par exemple, les cinq classes de probabilité réglementaires définies dans le cas d'une [installation classée soumise à autorisation](#).

5.2.2 Les méthodes d'évaluation

L'évaluation de la probabilité d'occurrence annuelle (POA) d'un accident s'appuie sur des [données](#) caractérisant, d'une part, la fréquence d'occurrence des événements indésirables ([EI](#), [ERC](#), [ERS](#)) pouvant conduire à l'accident, et d'autre part, la probabilité de défaillance des [barrières de sécurité \(BS\)](#) mises en place pour en éviter la survenue.

Selon les données à disposition et la finesse avec laquelle on cherche à modéliser le système étudié (principe de proportionnalité), l'évaluation peut se faire selon plusieurs méthodes :

- [la méthode quantitative](#) : celle-ci consiste à déterminer des estimateurs de ces données, généralement leurs valeurs moyennes, puis à les [agréger](#) afin d'estimer la POA de l'accident. Ces estimateurs peuvent être obtenus à partir de statistiques fréquentistes, si l'on dispose de beaucoup de données, ou de statistiques bayésiennes³⁵⁰ dans le cas contraire. La méthode quantitative a l'avantage d'être simple à utiliser, puisque l'agrégation des données consiste principalement en des additions et des multiplications³⁵¹. Elle est recommandée dans le cas où les données disponibles sont de qualité ;
- [la méthode semi-quantitative](#) : les données utilisées sont alors des classes de valeurs, couvrant typiquement un ordre de grandeur (voir exemple d'échelle dans le Tableau 10) et le résultat de l'évaluation est, pour chaque accident, une classe de probabilité d'occurrence annuelle. Cette méthode est pertinente dans le cas où les incertitudes sur les données sont grandes et/ou lorsque les enjeux ne nécessitent pas une évaluation très précise. D'autre part, elle se prête bien à une quantification par avis d'experts. En revanche, les règles d'agrégation associées sont plus complexes que dans une approche fréquentiste classique³⁵² ;
- [la méthode qualitative](#), qui consiste à estimer les fréquences des événements indésirables et la fiabilité des barrières par des qualificatifs, du type : probable, peu probable, extrêmement peu

³⁵⁰ Les statistiques Bayésiennes interprètent les probabilités comme un degré de croyance plutôt que comme la fréquence limite d'un phénomène. Elles se prêtent bien au cas où les données sont peu nombreuses (faible REX) et où la prise en compte des incertitudes sur ces données est importante. Leur inconvénient est qu'elles nécessitent de faire des hypothèses sur les distributions de probabilité des données d'entrée. Or, ces distributions a priori peuvent influencer significativement sur le résultat de l'évaluation.

³⁵¹ Ineris (2018) Omega 24 - Probabilité dans les études de sécurité et études de dangers <https://www.ineris.fr/fr/omega-24-probabilite-etudes-securite-etudes-dangers>

³⁵² Ineris (2018) Omega 25 - Agrégation semi-quantitative des probabilités dans les études de dangers des installations classées <https://www.ineris.fr/fr/omega-25-agregation-semi-quantitative-probabilites-etudes-dangers-installations-classees>

probable. Cette méthode est rarement utilisée dans le cadre de systèmes industriels³⁵³. Elle ne sera donc pas développée ici.

Pour plus de détails sur l'approche quantitative fréquentiste, le lecteur pourra se référer au rapport Omega 24³⁵¹ et pour un développement de cette approche dans le cas d'un faible REX, à un document plus récent de l'Ineris²⁵¹. Pour des détails sur l'approche semi-quantitative, le document de référence est l'Omega 25³⁵².

Echelle quantitative (an ⁻¹)	10 ⁻⁵	10 ⁻⁴	10 ⁻³	10 ⁻²	10 ⁻¹	10 ⁰	10 ¹	10 ²
Classes de fréquence	F5	F4	F3	F2	F1	F0	F-1	F-2
Classes de probabilité	E	D	C	B	A	-	-	-

Tableau 10 : Echelles typiques utilisées dans les évaluations de risques semi-quantitatives³⁵²

5.2.3 La collecte des données

Les données permettant d'évaluer les probabilités d'accidents liés à un système hydrogène peuvent avoir différentes formes, selon les éléments de la séquence accidentelle (Figure 68) auxquels elles se rapportent :

- pour les événements redoutés centraux (ERC), il s'agit généralement de fréquences annuelles de fuites pour chaque type d'équipement, éventuellement regroupées par familles : de tailles de brèche, de dimensions d'équipement, de causes de fuite, etc. ;
- pour les événements initiateurs (EI), il s'agit le plus souvent de données de fiabilité, qui peuvent prendre diverses formes :
 - o fréquences de défaillance d'équipements par unité de temps, par opération, par nombre de cycles ou par unité de longueur (pour les tuyauteries ou canalisations) ;
 - o durées de vie avant défaillance (par fatigue, par desserrage, par corrosion, etc.) ;
 - o fréquences d'erreurs opératoires (par unité de temps ou par opération) ;
 - o fréquences d'agressions externes (d'origine naturelle ou anthropique) ;
- pour les barrières de sécurité (BS), il s'agit également de données de fiabilité : probabilité de défaillance de la barrière (à la sollicitation ou par unité de temps) ;
- pour les événements redoutés secondaires (ERS), il s'agit de données de probabilité conditionnelle. Pour les systèmes hydrogène, ce sont typiquement des probabilités d'inflammation.

Ces données peuvent être obtenues à partir de plusieurs types de sources :

- le retour d'expérience (REX) spécifique au système étudié ou à des familles d'équipements similaires et opérés dans des conditions comparables. Ces données peuvent consister en des relevés d'incidents ou des données d'inspection voire de surveillance ;
- les bases de données génériques, regroupant les données de REX d'un grand nombre d'équipements, provenant de secteurs assez larges, tels que celui de la chimie, du nucléaire ou des hydrocarbures. Ces données peuvent éventuellement avoir été combinées avec des avis d'experts (Figure 89) ;
- les avis d'experts, fondés généralement sur des analogies ou des extrapolations, par rapport à des systèmes comparables. Ces avis peuvent prendre la forme de valeurs ou de classes de valeurs ;
- les données expérimentales issues par exemple d'essais de fatigue, de vieillissement accéléré, de desserrage, etc. menés sur certains composants, dans des conditions opératoires et environnementales aussi représentatives que possible de celles du système étudié ;
- la modélisation fine des processus physiques sous-jacents à la survenue de pertes de confinement ou de défaillances d'équipements : corrosion, usure, desserrage, raccordement défectueux d'un flexible, etc.

³⁵³ Elle est utilisée quand les données sont rares, peu précises voire inexistantes ou, au contraire, pour des systèmes très bien connus, reproductibles, pour lesquels une étude au cas par cas n'est pas nécessaire.

Les avantages et les limites de ces différents types de sources sont présentés dans le Tableau 11.

Les sources à privilégier sont, bien sûr, celles qui fournissent les données les plus adaptées au système étudié, c'est-à-dire celles issues directement du REX du système étudié ou de systèmes proches, et si possible les plus complètes en termes de modes de défaillance considérés. La difficulté, dans le contexte des nouvelles applications de l'hydrogène, est que les données de REX spécifiques sont rares ou, en tout cas, en nombre insuffisant pour permettre une évaluation fiable des probabilités d'accidents. En effet, beaucoup de procédés sont nouveaux, avec des composants spécifiques ([TPRD](#), [réservoirs de types III et IV](#), raccords et systèmes d'étanchéité spécifiques, vannes spécifiques, etc.), des conditions de mise en œuvre spécifiques ([hautes pressions](#) ou [températures très basses](#), cyclages fréquents), des mécanismes de défaillance spécifiques ([fragilisation](#), possibilité de [fuites à travers de très petites brèches](#), [conditions d'inflammation spécifiques](#)) et des environnements d'utilisation particuliers (domaine public, non-présence systématique de personnels sur place, etc.).

C'est la raison pour laquelle l'analyste en est souvent réduit, dans le cas de nouveaux systèmes hydrogène, à évaluer les probabilités d'accidents à partir de bases de données génériques, généralement très éloignées des conditions spécifiques de ces systèmes. Certaines de ces bases sont détaillées [plus loin](#).

A partir de ces données génériques, des pondérations peuvent être apportées, par dire d'expert, pour les adapter au mieux au système étudié. Ces pondérations doivent bien sûr être fondées et justifiées. Elles peuvent consister à surcoter la fréquence de certains événements, pour tenir compte de risques spécifiques au système hydrogène non reflétés dans les bases de données génériques, ou au contraire à décoter la fréquence de certains événements en considérant que les conditions opératoires et environnementales propres au système étudié, par exemple les [mesures de sécurité inhérentes](#) mises en place, rendent les événements concernés moins probables qu'ils ne le sont dans les systèmes couverts par la base de données.

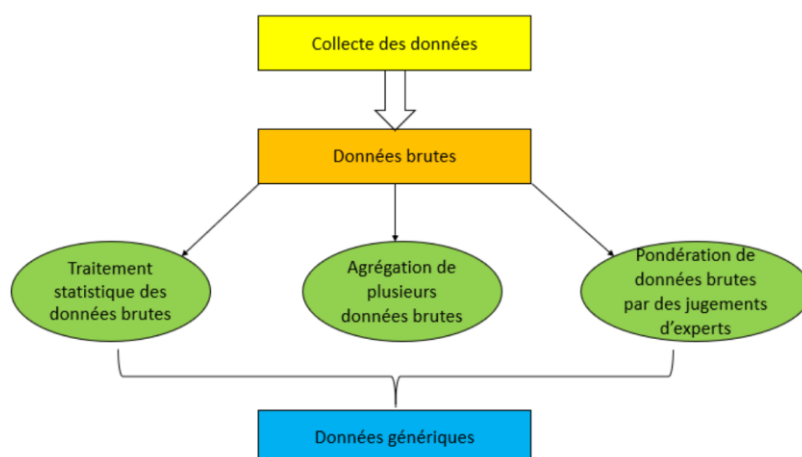


Figure 89 : Processus de construction des bases de données génériques

Méthode	Avantages	Limites et contraintes	Quand les utiliser	Quand les éviter
Données de REX spécifiques au système étudié	Correspondent au système étudié L'évolution de l'état du système (dégradation) peut être intégrée dans l'évaluation de la probabilité d'accident	Nécessite de déployer des moyens de collecte voire de surveillance pendant un temps long Dispositifs potentiellement coûteux et ne permettant pas d'obtenir des données rapidement Pas d'évaluation possible avant la mise en service du système	La collecte du REX doit être mise en œuvre systématiquement pour corriger ou compléter les évaluations a priori	/
Données génériques	Facilement accessibles et mises en forme pour être utilisées dans les évaluations de risques.	Sources de données multiples, méthode de collecte et traitement statistique pas toujours détaillés Périmètre couvert pas toujours précisé (prise en compte de barrières, regroupement de plusieurs sous-systèmes, etc.) Peuvent dater de plusieurs décennies	Peuvent servir de base à l'évaluation des risques, en y apportant au besoin des pondérations pour les adapter au système étudié	Lorsque les systèmes couverts par la base de données sont trop éloignés du système étudié
Avis d'experts	Ne nécessitent pas de déployer des moyens de surveillance ou d'essais Estimations rapides Réponse à des cas d'application variés	Méthode subjective avec des biais d'analyse possibles Possibilité de divergences entre experts. Nécessité de vérifier la reproductibilité des résultats Nécessité de disposer d'experts en nombre suffisant et compétents	En cas de manque de données adaptées au système étudié	Lorsqu'il est difficile pour les experts de raisonner par analogie ou par extrapolation, notamment s'il n'y a aucun système existant comparable
Essais de fiabilité	Permettent d'obtenir des données objectives en l'absence de REX et sur un temps plus court Résultat précis et justifié pour des modes de dégradation identifiés	Bonne connaissance nécessaire des causes de défaillance et des mécanismes de dégradation Difficulté de reproduire exactement les conditions de dégradation in situ Toutes les causes de défaillance ne peuvent pas être testées, par exemple les erreurs opératoires Démarche coûteuse nécessitant de réaliser un nombre conséquent d'essais	Lorsque l'on ne dispose d'aucune donnée objective Peuvent compléter des avis d'experts ou servir d'a priori à la quantification avant d'être complétés par le REX	Lorsque l'on a une mauvaise connaissance des mécanismes de dégradation
Modélisation	Approche rigoureuse sur le plan physique Peuvent alimenter des avis d'experts	Mise en œuvre complexe et résultats dépendants de nombreux paramètres Nécessite une bonne connaissance des mécanismes sous-jacents	En l'absence de REX ou de données génériques adaptables En phase de conception de nouveaux procédés	Quand les résultats de modélisation n'ont été confrontés à aucune donnée empirique (essais de fiabilité par ex.)

Tableau 11 : Les sources de données de quantification des probabilités d'accidents

5.2.4 La valorisation des barrières de sécurité

Pour être valorisée dans l'évaluation de la probabilité d'occurrence d'un accident, une [barrière de sécurité](#) doit répondre à un ensemble de critères.

D'abord, pour être éligible en tant que barrière de sécurité, celle-ci doit être dédiée à la sécurité et être indépendante du scénario d'accident sur lequel elle intervient, ainsi que des autres barrières intervenant sur ce scénario. C'est en effet une erreur fréquemment observée que les barrières valorisées ne soient

pas indépendantes. D'autre part, la fréquence de l'événement contre lequel la barrière vise à agir, ne doit pas déjà intégrer l'action de ladite barrière.

Ensuite, la performance d'une barrière s'évalue selon trois critères :

- son efficacité, c'est-à-dire l'aptitude de la barrière à remplir la fonction de sécurité pour laquelle elle a été choisie. L'efficacité est liée notamment aux notions de dimensionnement adapté, de résistance aux contraintes spécifiques et de positionnement. Elle s'exprime en pourcentage d'accomplissement de la fonction définie ;
- son temps de réponse, qui doit être adapté à la cinétique du phénomène qu'elle doit maîtriser ;
- sa fiabilité, c'est-à-dire la probabilité que la barrière assure la fonction de sécurité pour laquelle elle est prévue. Cette fiabilité est évaluée sur un ensemble de critères, notamment : le fait qu'elle repose sur un concept éprouvé, qu'elle soit testable, entretenue dans le temps, à sécurité positive, que ses mises hors service soient maîtrisées, etc.

Il existe plusieurs métriques possibles pour caractériser la fiabilité d'une barrière de sécurité :

- une probabilité moyenne de défaillance à la sollicitation (PFD_{avg}),
- un facteur de réduction du risque (FRR), qui est l'inverse de la PFD_{avg} ,
- un niveau de confiance (NC), qui correspond à une classe de facteur de réduction du risque comprise entre 10^{NC} et 10^{NC+1} . Le NC peut être rapproché du *SIL (safety integrity level)*, au sens des normes NF EN 61508³⁵⁴ et NF EN 61511³⁵⁵. Le rapport Omega 10²⁴⁴ de l'Ineris propose une méthode d'évaluation du NC basé sur la norme NF EN 61511²⁴⁴.

La performance d'une barrière de sécurité, c'est-à-dire son efficacité, son temps de réponse et sa fiabilité, doit toujours être évaluée dans un contexte d'utilisation et pour un scénario d'accident donné. Par exemple, une même barrière peut être efficace par rapport à un scénario et ne pas l'être pour un autre. D'autre part, il faut avoir à l'esprit que la performance d'une barrière peut être amenée à évoluer dans le temps, que ce soit en termes d'efficacité³⁵⁶, de temps de réponse ou de fiabilité. C'est pourquoi les barrières doivent faire l'objet d'un plan de maintien de leurs performances dans le temps, au travers d'opérations de maintenance, de tests et de suivi³⁵⁷. Enfin il est nécessaire de bien caractériser les scénarios résiduels qui ne sont pas couverts par la barrière (phénomène en deçà du seuil de déclenchement, ou survenant avant le déclenchement du fait du temps de réponse, phénomène résultant de la couverture partielle du phénomène par la barrière du fait de son efficacité éventuellement incomplète) et de les prendre en compte dans l'appréciation du risque.

Pour plus de détails sur les barrières et leurs conditions de valorisation, le lecteur pourra se référer, pour les barrières techniques, au rapport Omega 10²⁴⁴ et pour les barrières humaines, au rapport Omega 20²⁴⁵ de l'Ineris. La note de doctrine sur les MMRI est également un document utile³⁵⁷.

5.2.5 L'agrégation des données

Une fois collectées et éventuellement pondérées, les données caractérisant les fréquences des événements indésirables (EI, ERC, ERS) et des barrières de sécurité (BS) liées au système étudié sont agrégées le long des scénarios menant à chaque accident, afin d'en déduire la POA de ces accidents. Pour mener cette agrégation, certaines étapes préalables de traitement ou de modélisation mathématique des données peuvent être nécessaires. Celles-ci sortent du champ du présent document et sont explicitées dans d'autres documents³⁵⁸.

L'agrégation des données peut alors s'effectuer à partir :

- de l'événement redouté central (ERC) : le point de départ est alors la fréquence annuelle de l'ERC (typiquement une fréquence de fuite) qui, combinée aux probabilités conditionnelles des

³⁵⁴ Série de normes NF EN 61508 Sécurité fonctionnelle des systèmes électriques/électroniques/électroniques programmables relatifs à la sécurité

³⁵⁵ Série de normes NF EN 61511-1 Sécurité fonctionnelle - Systèmes instrumentés de sécurité pour le secteur des industries de transformation

³⁵⁶ C'est par exemple le cas des murs coupe-feu, qui sont dimensionnés pour une période définie

³⁵⁷ DGPR (2013) Guide relatif aux Mesures de Maîtrise des Risques instrumentées (MMRI), note de doctrine du 02 octobre 2013 https://aida.ineris.fr/sites/aida/files/gesdoc/75691/Guide_MMRI.pdf

³⁵⁸ Flauw, Y. (2015) Méthode d'évaluation des fréquences et des probabilités à partir des données de retour d'expérience <https://www.ineris.fr/sites/ineris.fr/files/contribution/Documents/2015-dra-15-149432-05862a-rex-1462191897.pdf>

ERS (typiquement des probabilités d'inflammation), permet d'évaluer la POA de l'accident qui en résulte ;

- des événements initiateurs (EI) : le point de départ est alors la fréquence annuelle de survenue de chaque EI qui, combinée aux facteurs de réduction des risques des [barrières de sécurité](#) destinées à s'opposer à ces EI, permettent d'évaluer la fréquence de l'ERC. A partir de l'ERC, l'agrégation se poursuit de la même façon qu'au point précédent.

La première approche est plus simple à mettre en œuvre, mais présente l'inconvénient de ne pas valoriser ou même identifier les événements indésirables spécifiques (par exemple les effets dominos) et les barrières spécifiques situées en amont de l'ERC. La deuxième approche permet cette valorisation, mais elle est plus lourde à mettre en œuvre et se heurte à la difficulté d'accéder à des données fiables et adaptées à l'hydrogène concernant les EI et les barrières situées en amont de l'ERC.

D'un point de vue mathématique, l'agrégation des données s'effectue selon des règles décrites en détails dans le rapport Omega 24²⁵¹ (dans le cas d'une [méthode d'évaluation quantitative](#)) ou dans le rapport Omega 25³⁵² (dans le cas d'une [méthode d'évaluation semi-quantitative](#)).

5.2.6 La confrontation au retour d'expérience

Après avoir évalué la [POA](#) de chaque accident lié au système étudié, il est recommandé, à plus ou moins longue échéance, de confronter le résultat de cette évaluation au retour d'expérience, c'est-à-dire aux données de sécurité enregistrées sur le système étudié au cours de son fonctionnement. Cela dans le but de vérifier la cohérence de l'évaluation réalisée et, le cas échéant, de pondérer les données pour mieux accorder les prédictions aux observations. Ce point est d'autant plus critique qu'il s'agit ici de technologies émergentes.

5.3 QUELLES SONT LES SOURCES DE DONNEES POTENTIELLEMENT UTILES DANS LE CONTEXTE DE L'HYDROGENE ?

5.3.1 Présentation générale

Depuis les années 1970, un grand nombre de bases de données et de modèles de représentation statistique de ces données, ont été construits pour aider à quantifier les probabilités d'accidents dans différents secteurs industriels : chimie, nucléaire, hydrocarbures, etc. Un panorama de ces sources de données a été réalisé par l'Ineris³⁵⁹.

Même si aucune d'entre elles n'est réellement adaptée au contexte de l'hydrogène, certaines peuvent être utilisées comme points de départ d'une quantification des probabilités d'accidents liés à un système hydrogène, dans l'attente d'un enrichissement du REX.

Dans la suite de cette section sont présentés trois exemples de ces bases de données : le guide [RMBRA](#), la base de [Sandia](#) et le modèle [PLOFAM](#). Leurs points d'intérêt et leurs limites sont rassemblés dans le Tableau 12, au regard de différents critères d'intérêt^{359,360}.

Notons que d'autres bases de données peuvent également être utilisées pour la quantification des probabilités d'accidents. Citons par exemple les bases de J.R. Taylor^{361,362}, du HSE³⁶³, de l'IOGP³⁶⁴, la

³⁵⁹ Lenoble, C. (2012) Panorama des sources de données utilisées dans le domaine des analyses quantitatives des risques – rapport Ineris DRA-12-124789-07543A. <https://www.ineris.fr/sites/ineris.fr/files/contribution/Documents/dra-12-124789-07543a-panorama-des-bases-de-donn%C3%A9es-v4vweb-1-1393947572.pdf>

³⁶⁰ Flauw, Y. (2015) Hiérarchisation des bases de données génériques, rapport Ineris DRA-15-149432-07746A <https://www.ineris.fr/sites/ineris.fr/files/contribution/Documents/DRA-15-149432-07746A-Hi%C3%A9rarchisation%20des%20bases%20de%20donn%C3%A9es.pdf>

³⁶¹ Taylor, J.R. (2005) Hazardous Materials Release and Accident Frequencies for Process Plant - Volume I

³⁶² Taylor, J. R. (2006) Hazardous Materials Release and Accident Frequencies for Process Plant - Volume II

³⁶³ HSE (2012) Failure Rate and Event Data for use within Land Use Planning Risk Assessments <https://www.primatech.com/images/docs/failure-rates.pdf>

³⁶⁴ IOGP (2019) Process Release Frequencies, report 434-01 <https://www.iogp.org/bookstore/product/risk-assessment-data-directory-process-release-frequencies/>

base OREDA³⁶⁵, ou NPRD³⁶⁶. Il est à noter que des méthodologies ont été développées pour guider l'analyste vers les bases de données les plus pertinentes pour un système donné³⁶⁰.

Critères	RMBRA	SANDIA	PLOFAM
Aspects généraux	Guide facile d'utilisation Couvre de nombreux équipements	Guide et logiciel pratiques d'utilisation	Modèle quelque peu complexe à utiliser (8 paramètres)
Adéquation au système étudié ⁽¹⁾	Faible adéquation aux systèmes hydrogène	Pondération de données génériques par des données propres à l'hydrogène (lorsqu'elles existent)	Faible adéquation aux systèmes hydrogène ⁽⁶⁾
Actualisation des données ⁽²⁾	Données peu actuelles	Données génériques peu actuelles Données hydrogène plus récentes (années 2000)	Données assez récentes (1992-2017)
Auditabilité des données ⁽³⁾	Faible traçabilité des données et des pondérations apportées	Faible traçabilité des données et des pondérations apportées	Nombreux détails apportés sur les données source
Qualité des données ⁽⁴⁾	Pas de moyens d'en juger	Pas de moyen d'en juger (données confidentielles)	Bonne (quantité libérée et durée de fuite précises)
Significativité statistique des données ⁽⁵⁾	Pas de moyens d'en juger	Faible nombre de données liées à l'hydrogène → doutes sur leur représentativité	Bonne (plus de 4800 fuites accidentelles collectées) hormis pour quelques équipements

⁽¹⁾ **Adéquation** en termes de dimensions de l'équipement, principe de fonctionnement, détails du procédé, matériaux constitutifs, nature et phase du fluide contenu (gazeux, liquide), conditions opératoires (pression, température, humidité, cyclage, fréquence de sollicitation), conditions extérieures (pression, température, humidité, environnement acide ou salin), mode de défaillance, diamètre de brèche, etc.

⁽²⁾ **Actualisation** : corrélation temporelle entre les données fournies et les normes de conception et bonnes pratiques actuelles, notamment concernant les barrières de sécurité et les mesures de contrôle et de maintenance mises en place

⁽³⁾ **Auditabilité** : c'est-à-dire la capacité à accéder aux données brutes, à leurs conditions de collecte, aux traitements statistiques effectués à partir de ces données et aux éventuelles pondérations apportées par jugement d'expert

⁽⁴⁾ **Qualité** des données brutes, c'est-à-dire leur capacité à représenter avec justesse et précision la variable physique ou le phénomène observé

⁽⁵⁾ **Significativité statistique** des données, c'est-à-dire la finesse de l'intervalle de confiance associé aux données, qui dépend du nombre de données brutes ayant servi à leur estimation

⁽⁶⁾ PLOFAM est en cours d'adaptation à l'hydrogène, dans le cadre du projet SAFEN³⁷⁶

Tableau 12 : Intérêt comparé de trois bases de données génériques potentiellement utiles à l'évaluation des probabilités d'accidents liés à l'hydrogène

5.3.2 RMBRA

Aux Pays-Bas, les installations industrielles visées par le BEVI (décret relatif à la sécurité publique autour des établissements à risques) doivent faire l'objet d'une évaluation quantitative des risques, selon une méthode définie dans un manuel de référence intitulé « *Reference Manual Bevi Risk Assessments* » (RMBRA). L'organisme chargé de la rédaction de ce manuel est le RIVM, institut national de la santé publique et de l'environnement des Pays-Bas.

Le RMBRA fournit, entre autres, des valeurs de référence utiles pour la quantification des probabilités d'accidents : fréquences de pertes de confinement pour différents types d'équipements, fréquences de défaillances de barrières de sécurité, probabilités d'inflammation. Ces valeurs résultent de l'agrégation d'un grand nombre de données issues principalement des secteurs de la chimie et de la pétrochimie et provenant de diverses sources : études, articles scientifiques, avis d'experts, etc. Les valeurs retenues sont le fruit d'un consensus entre les représentants des industries et les autorités compétentes.

³⁶⁵ OREDA Handbook (2015) <https://www.sintef.no/en/projects/2015/oreda-handbook2/>

³⁶⁶ NPRD (2016) Non electronic parts reliability data <https://www.quanterion.com/product/publications/nonelctronic-parts-reliability-data-publication-nprd-2016/?srsltid=AfmBOorS345y6EdDr84GDYnnvWyN1Bple1E6Uf4jngAjcRcfVjNqMzMz>

La version la plus récente du RMBRA est la version 4.2³⁶⁷, publiée en 2020, mais la dernière version disponible en anglais est la version 3.2, datant de 2009³⁶⁸. Le RMBRA est l'évolution d'un document plus ancien, connu sous le nom de « Purple book » (1999), qui lui-même avait pour base une étude publiée en 1981 (étude COVO) et rassemblant des données des années 70.

L'intérêt principal du RMBRA est qu'il s'agit d'un guide simple à utiliser, notamment parce qu'il fournit des valeurs de fréquence de fuites pour des équipements complets, c'est-à-dire intégrant l'équipement proprement dit (un réservoir par exemple) et les composants directement nécessaires à son raccordement et à son fonctionnement (tubes de connexion, raccords, etc.). Il a également l'avantage de couvrir un grand nombre d'équipements différents, ce qui permet, sur une même installation, d'évaluer les probabilités d'accidents à partir d'une même source de données et donc, de pouvoir les comparer en relatif, même si elles sont discutables en absolu.

En revanche, le caractère très générique et peu actuel, des données sur lesquelles il s'appuie, limite fortement sa pertinence pour les applications hydrogène. Le fait que le RMBRA ne fournisse que des valeurs « moyennes », sans possibilité d'auditer les données brutes qui en sont à l'origine ni d'en connaître la significativité statistique, est également une limite (Tableau 12). D'autre part, les valeurs fournies dans le RMBRA tiennent compte implicitement de la présence de mesures de sécurité, correspondant aux standards des Pays-Bas à l'époque d'obtention des données. Ces standards n'étant pas toujours explicités dans le guide, il est difficile de valoriser des barrières de sécurité situées en amont de l'ERC en démontrant qu'elles dépassent ces standards.

En dépit de ces défauts, le RMBRA reste un document pratique qui, dans l'attente d'éléments de REX plus spécifiques, peut être utilisé pour une quantification initiale des probabilités d'accidents liés à un système hydrogène, en adaptant le cas échéant ses valeurs à la situation spécifique étudiée. Deux exemples d'études et de travaux de recherche utilisant le RMBRA comme base de quantification des probabilités d'accidents liés à une station-service hydrogène, ont été publiés en 2016 par le RIVM³⁶⁹ et en 2019 par l'Ineris³⁷⁰.

5.3.3 SANDIA

En 2009, le *Sandia National Laboratories* a produit, pour le compte du Département de l'Energie des Etats-Unis, un rapport³⁷¹ visant à aider à l'élaboration de la réglementation encadrant les sites mettant en œuvre de l'hydrogène. Ce rapport présente des éléments pour la quantification des probabilités d'occurrence d'accidents, ainsi que pour la prédiction des effets physiques et de leurs conséquences.

Sur la base de ce rapport, le laboratoire Sandia a développé le logiciel HYRAM, rebaptisé ensuite HyRAM+³⁷², qui permet à l'utilisateur d'appliquer cette méthodologie aux spécificités de l'installation hydrogène qui l'intéresse. Au moment de la rédaction du présent rapport, la dernière version du logiciel est la 5.1 et date de février 2024³⁷³.

Pour aider à la quantification des probabilités d'accidents, le rapport Sandia fournit des fréquences de pertes de confinement par défaut pour différents composants couramment déployés sur des installations d'hydrogène gazeux. A la différence du [guide RMBRA](#), qui fournit des fréquences de fuites globales par équipement (intégrant l'ensemble de ses composants), le rapport de Sandia fournit des fréquences de fuites composant par composant : tubes, raccords, brides, joints, vannes, etc. Il propose également des probabilités d'inflammation de rejets d'hydrogène.

³⁶⁷ RIVM (2020) <https://www.rivm.nl/sites/default/files/2020-04/Handleiding%20Risicoberekening%20Bevi%20versie%204.2.pdf>

³⁶⁸ RIVM (2009) Reference Manual Bevi Risk Assessments <https://empresagencat.cat/web/.content/17-seguretat-industrial/normativa/Risc-quimic/establiments-seveso/02-analisis-quantitatives-de-risc-quies-europees/Bevi-Reference-Manual-Bevi-Risk-Assessments-Version-3-2.pdf>

³⁶⁹ Timmers, P.G.J. & Stam G., (2016), Risk based safety distances for hydrogen refueling stations, <https://h2tools.org/sites/default/files/2019-07/Paper-107.pdf>

³⁷⁰ Gentilhomme, O. et al. (2019) Etude de sécurité d'une station de distribution d'hydrogène gazeux. Congrès de Maîtrise des Risques et Sécurité de Fonctionnement (Lambda-Mu 22), Oct 2020, pp.45-50. <https://ineris.hal.science/ineris-03319945/document>

³⁷¹ Lachance J. et al. (2009) Analyses to support development of risk-informed separation distances for hydrogen codes and standards, rapport Sandia réf. SAND2009-0874, 983689. <https://www.osti.gov/servlets/purl/983689>

³⁷² HYRAM+ (2024) <https://energy.sandia.gov/programs/sustainable-transportation/hydrogen/hydrogen-safety-codes-and-standards/hyram/>

³⁷³ Ehrhart, B. D. (2023) HYRAM+ Version 5.1 Technical Reference Manual <https://www.osti.gov/servlets/purl/2369637>

Les fréquences de pertes de confinements fournies par Sandia ont été obtenues par des [statistiques bayésiennes](#), supposant que la distribution de probabilité des fréquences de fuite est reliée au diamètre de fuite par une loi de puissance. Les paramètres a priori de cette loi ont été fixés à partir de données génériques issues de différents secteurs (chimie, nucléaire, hydrocarbures). Ils ont ensuite été affinés pour les adapter à l'hydrogène, à partir de données collectées par un comité d'experts de la *National Fire Protection Association* (NFPA 2 TG6), sur lesquelles Sandia donne malheureusement peu d'informations pour des raisons de confidentialité.

L'intérêt principal de l'approche développée par Sandia est sa robustesse mathématique et sa prise en compte des incertitudes. Toutefois, le faible nombre de données utilisées propres à l'hydrogène, rend les résultats fortement dépendants de la loi de distribution a priori. Or, le rapport ne présente pas d'analyse de sensibilité des résultats au choix de cette loi. D'autre part, il est étonnant de constater que les fréquences de fuites proposées pour l'hydrogène s'avèrent globalement plus faibles que celles liées aux données génériques (Figure 90), ce qui questionne sur la représentativité des données de REX hydrogène utilisées par Sandia et incite à une certaine prudence dans l'usage de ces valeurs. Le Tableau 12 récapitule les forces et faiblesses de la base de données Sandia.

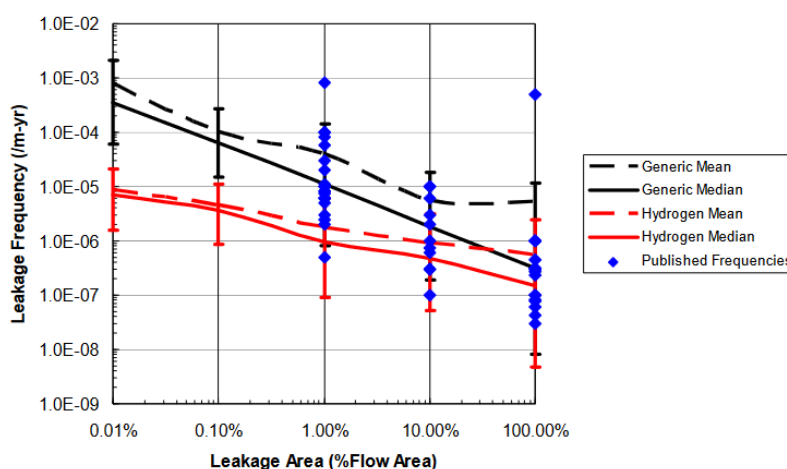


Figure 90 : Fréquences de fuites de tuyauteries génériques (en bleu) et adaptées à l'hydrogène (en rouge) en fonction de la section de fuite, selon l'analyse Bayésienne effectuée par Sandia³⁷¹

5.3.4 PLOFAM

PLOFAM (*Process Leaks for Offshore Installations Frequency Assessment Model*) est un modèle de prédiction des fréquences de fuites associées aux équipements de surface opérés dans le cadre de l'exploitation des hydrocarbures en Mer du Nord. Il a pour but d'aider à la quantification des risques.

Ce modèle a été développé par un consortium de consultants et d'opérateurs pétroliers, sur la base des données de fuites collectées par les autorités de régulation norvégiennes (PSA) entre 2001 et 2017 (254 pertes de confinement) et les autorités de régulation du Royaume-Uni (HSE) entre 1992 et 2015 (4561 pertes de confinement). PLOFAM est considéré comme le modèle le plus fiable pour représenter ces données.

La dernière version de PLOFAM (version 2) est décrite dans une série de notes techniques publiées en 2018 et accessibles publiquement³⁷⁴.

L'originalité de PLOFAM est qu'il décrit les fréquences de fuite par une fonction continue de la taille de brèche et de la dimension de l'équipement. Mathématiquement, le modèle s'exprime sous la forme d'une loi de puissance, qui relie la fréquence cumulée de fuites d'un diamètre supérieur à d , à ce diamètre d . L'exposant de cette loi de puissance est fonction de la dimension caractéristique D de l'équipement (Figure 91).

³⁷⁴ Equinor (2018) Process leak for offshore installations frequency assessment model - PLOFAM(2) - Main report <https://www.offshorenorge.no/contentassets/253ea4d863ac428c8a1cf73b0bcec486/main-report---process-leak-for-offshore.pdf>

Il est à noter que le diamètre de brèche minimum considéré dans le modèle est de 1 mm, et qu'à l'instar de Sandia, PLOFAM établit des fréquences de fuites relatives à des composants (brides, piquages, vannes, etc.) et non à équipements intégrés, comme dans le [guide RMBRA](#).

Bien que PLOFAM soit basé sur des données offshore de Mer du Nord, ce modèle est considéré comme pertinent pour des installations terrestres en lien avec la chimie ou la pétrochimie³⁷⁵.

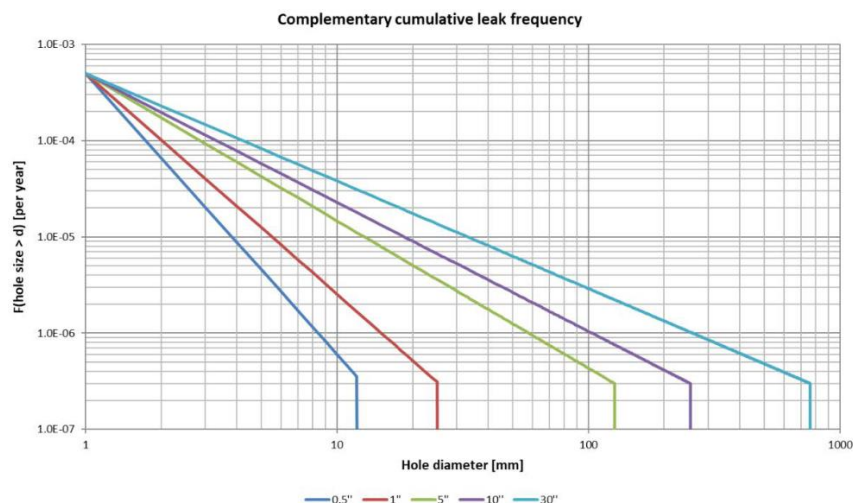


Figure 91 : Fréquence cumulée de fuites de stockage en fonction du diamètre d'entrée (en pouces)³⁷⁵

5.4 QUELLES SONT LES DONNEES SUR LES FREQUENCES ET LES TAILLES DE FUITES D'HYDROGENE ?

Cette section fournit des valeurs estimatives de fréquences et de tailles de fuites associées aux équipements ou composants les plus courants rencontrés dans les systèmes hydrogène.

5.4.1 Valeurs fournies par les bases de données génériques

Plusieurs [bases de données génériques](#) fournissent des valeurs de fréquences de pertes de confinement relatives à des équipements ou composants de même fonction que ceux que l'on rencontre sur des systèmes hydrogène (compresseurs, stockages, tuyauteries, flexibles, etc.), même si leur conception et leurs conditions opératoires sont souvent très différentes de celles des équipements spécifiques à l'hydrogène.

Ces valeurs sont généralement exprimées par types d'équipements et par tailles de brèche, mais parfois aussi par types de causes ou en fonction de la dimension de l'équipement. Les autres facteurs qui influent sur les fréquences de fuites ne sont, en général, pas différenciés dans les bases de données : composition des matériaux, âge/nombre d'heures de fonctionnement, nature/état des fluides en contact, conditions opératoires (pression, température, humidité, débit d'écoulement), fréquence des cyclages/sollicitations, conditions extérieures (humidité, environnement acide ou salin), mesures de sécurité appliquées (contrôle et maintenance, etc.), facteurs organisationnels (existence de procédures, formation des opérateurs, etc.).

Les valeurs de fréquences de perte de confinement fournies par le [guide RMBRA](#), la [base Sandia](#) et le [modèle PLOFAM](#) pour quelques types d'équipements ou de composants couramment opérés dans des systèmes hydrogène sont respectivement présentées dans les Tableau 13, Tableau 14 et Tableau 15. Notons que pour les équipements très spécifiques à la filière hydrogène, tels que les [électrolyseurs](#) ou les [PAC](#), aucune valeur de fréquence de perte de confinement n'a été trouvée dans les bases de données.

³⁷⁵ Equinor (2018) Process leak for offshore installations frequency assessment model - PLOFAM(2) - Model parametrization and validation TN-6 https://www.offshorenorge.no/contentassets/253ea4d863ac428c8a1cf73b0bceec486/107566_r1_tn6_final.pdf

Équipement ⁽¹⁾	ERC	Fréquence	Unité
Compresseur ⁽²⁾	Rupture	1E-04	/an
	Fuite de diamètre ≤ 10 % DN	4,4E-03	/an
Stockage sous pression ⁽³⁾	Rupture	5E-07	/an
	Fuite de diamètre ≤ 10 mm	1E-05	/an
Tuyauterie ⁽⁴⁾	Rupture franche	1E-06	/m /an
	Fuite de diamètre ≤ 10% du DN	5E-06	/m /an
Flexible	Rupture franche	4E-06	/h
	Fuite de diamètre ≤ 10% du DN	4E-05	/h

⁽¹⁾ Dans le guide RMBRA un équipement est une unité fonctionnelle comprenant un équipement principal ainsi que les composants nécessaires à son fonctionnement ⁽²⁾ à piston ou centrifuge avec joint d'étanchéité ⁽³⁾ stockage gazeux ou liquide, aérien ou enterré, de pression > 0,5 bar relatif ⁽⁴⁾ DN < 75 mm

Tableau 13 : Fréquences de fuites issues du guide RMBRA pour quelques équipements

Composant	% de l'aire de fuite max	Fréquence	Unité
Compresseur	0,01%	1,0E-01	/an
	0,1%	1,7E-02	/an
	1%	4,6E-03	/an
	10%	1,5E-04	/an
	100%	1,5E-05	/an
Réservoir de stockage	0,01%	1,4E-06	/an
	0,1%	1,2E-06	/an
	1%	7,9E-07	/an
	10%	4,5E-07	/an
Filtre	0,01%	5,3E-03	/an
	0,1%	5,1E-03	/an
	1%	4,8E-03	/an
	10%	4,6E-03	/an
Bride	0,01%	2,0E-02	/an
	0,1%	2,2E-03	/an
	1%	2,4E-04	/an
	10%	2,7E-05	/an
Flexible	0,01%	5,8E-04	/an
	0,1%	2,0E-04	/an
	1%	1,6E-04	/an

Composant	% de l'aire de fuite max	Fréquence	Unité
Joint	10%	1,5E-04	/an
	100%	6,2E-05	/an
	0,01%	3,5E-05	/an
	0,1%	4,7E-06	/an
	1%	7,9E-06	/an
Tube	10%	7,5E-06	/an
	100%	6,4E-06	/an
	0,01%	8,0E-06	/m /an
	0,1%	3,7E-06	/m /an
Vanne	1%	9,6E-07	/m /an
	10%	4,6E-07	/m /an
	100%	1,5E-07	/m /an
	0,01%	2,9E-03	/an
Piquage d'instrument	0,1%	5,9E-04	/an
	1%	5,4E-05	/an
	10%	2,5E-05	/an
	100%	4,8E-06	/an
Piquage d'instrument	0,01%	6,2E-04	/an
	0,1%	2,0E-04	/an
	1%	1,1E-04	/an
	10%	1,0E-04	/an
Piquage d'instrument	100%	3,7E-05	/an

Tableau 14 : Fréquences de fuites fournies par Sandia pour quelques composants³⁷³
Les valeurs sont celles qui correspondent à un usage en hydrogène gazeux.

Composant	Diamètre caract.	Taille de fuite % DN	Fréquence	Unité
Compresseur centrifuge	1"-12,7 mm	10 %	5,6E-04	/an
	1"-12,7 mm	100%	7,6E-04	/an
	2"-25,4 mm	10 %	8,4E-04	/an
	2"-25,4 mm	100%	4,6E-04	/an
Réservoir de stockage	1"-12,7 mm	10 %	2,7E-04	/an
	1"-12,7 mm	100%	2,3E-04	/an
	2"-25,4 mm	10 %	3,9E-04	/an
	2"-25,4 mm	100%	1,1 E-04	/an
Filtre	1"-12,7 mm	10 %	1,2E-03	/an
	1"-12,7 mm	100%	1,1E-03	/an
	2"-25,4 mm	10 %	1,8E-03	/an
	2"-25,4 mm	100%	5,4E-04	/an
Bride	1"-12,7 mm	10 %	1,3E-06	/an
	1"-12,7 mm	100%	2,4E-05	/an
	2"-25,4 mm	10 %	1,4E-05	/an
	2"-25,4 mm	100%	1,1E-05	/an

Composant	Diamètre caract.	Taille de fuite % DN	Fréquence	Unité
Flexible	1"-12,7 mm	10 %	7,7E-06	/an
	1"-12,7 mm	100%	5,2E-05	/an
	2"-25,4 mm	10 %	1,4E-05	/an
	2"-25,4 mm	100%	4,6E-05	/an
Tube	1"-12,7 mm	10 %	5,9E-06	/m /an
	1"-12,7 mm	100%	2,4E-05	/m /an
	2"-25,4 mm	10 %	1,1E-05	/m /an
	2"-25,4 mm	100%	3,4E-06	/an
Vanne	1"-12,7 mm	10 %	2,5E-05	/an
	1"-12,7 mm	100%	1,6E-04	/an
	2"-25,4 mm	10 %	1,0E-04	/an
	2"-25,4 mm	100%	4,9E-05	/an
Piquage d'instrument	1"-12,7 mm	10 %	2,3E-05	/an
	1"-12,7 mm	100%	1,1E-04	/an
	2"-25,4 mm	10 %	4,1E-05	/an
	2"-25,4 mm	100%	8,8E-05	/an

Tableau 15 : Fréquences de fuites fournies par PLOFAM pour quelques composants³⁷⁴

Les valeurs ont été calculées à partir des paramètres du modèle PLOFAM fournies pour chaque composant
Le jeu de paramètres utilisé est celui qui concerne les fuites « significatives » (>10 kg d'hydrocarbures libérés)

La Figure 92 compare les fréquences de fuites affichées par le RMBRA, Sandia et PLOFAM pour quatre équipements types : compresseurs, stockages, tuyauteries, flexibles. Rappelons que le RMBRA évalue des fréquences de fuite d'équipements, alors que Sandia et PLOFAM évaluent celles de composants, ce qui tend à majorer les fréquences du RMBRA, par rapport à celles de Sandia et PLOFAM.

Plusieurs observations ressortent de la Figure 92 :

- il existe une dispersion assez forte sur les valeurs de fréquences de fuites d'une base à l'autre ;
- les flexibles et les compresseurs apparaissent comme les équipements les plus sujets aux fuites ;
- la fréquence de fuite d'une tuyauterie dépend évidemment de sa longueur. Si celle-ci reste inférieure à 100 m, sa fréquence de fuite (rupture ou fuite 10%) s'évalue entre $6 \cdot 10^{-4}$ (RMBRA) et $3 \cdot 10^{-3}$ /an (PLOFAM) ;
- les stockages apparaissent parmi les équipements les plus sûrs d'une installation hydrogène, avec des fréquences de fuite (rupture ou fuite 10%) comprises entre $4 \cdot 10^{-6}$ (Sandia) et $5 \cdot 10^{-4}$ /an (PLOFAM). Ces valeurs semblent toutefois optimistes compte-tenu du [retour d'expérience d'accidents récents impliquant des stockages d'hydrogène](#). D'autre part, il est difficile d'évaluer si ces valeurs génériques intègrent le scénario d'éclatement par agression thermique.

Globalement, cette analyse illustre le fait que les valeurs de fréquence de fuites extraites des bases de données sont marquées par une certaine dispersion et incertitude.

Il est par conséquent déconseillé de prendre pour argent comptant les valeurs fournies par une seule base, même lorsque celle-ci prétend être adaptée aux systèmes hydrogène, telle que la base Sandia. Au contraire, il est conseillé de s'interroger, dans le cadre d'une évaluation des risques, sur la pertinence du choix de chaque valeur, selon les critères d'adéquation, d'actualisation, d'audibilité, de qualité et de significativité (voir Tableau 12). Il est également utile de confronter chaque valeur au retour d'expérience et, si possible, à d'autres méthodes d'évaluation (autres bases de données, modélisation physique, essais expérimentaux, etc.). A défaut d'acquiescer une certaine confiance sur l'applicabilité de valeurs issues de bases de données génériques, la prudence recommande une approche conservatrice.

Notons qu'un consortium (projet SAFEN³⁷⁶) travaille actuellement à affiner les valeurs de fréquences de pertes de confinement liées aux systèmes hydrogène.

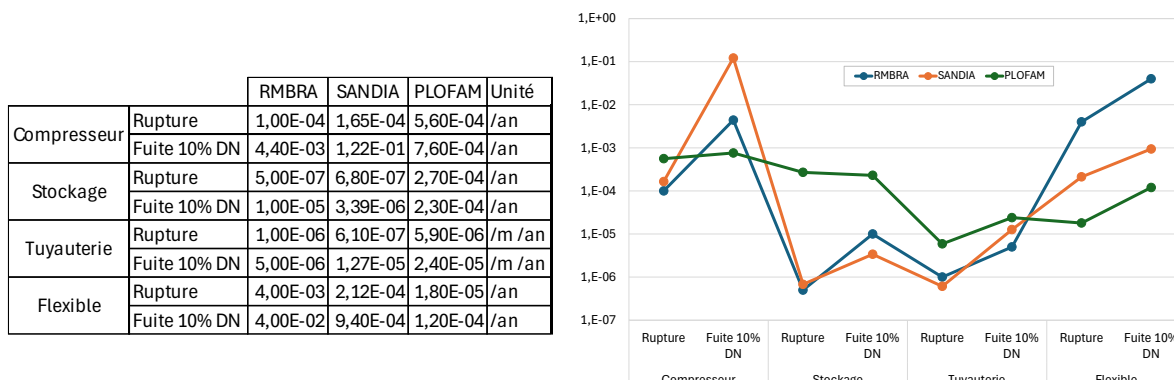


Figure 92 : Comparaison des fréquences de perte de confinement fournies par le RMBRA, Sandia et PLOFAM. Pour la comparaison, les valeurs des bases Sandia et PLOFAM ont été homogénéisées à celles du RMBRA, i.e. ramenées à deux catégories de brèches : rupture et fuites < 10% du DN. Les valeurs représentées pour PLOFAM sont celles correspondant à une dimension caractéristique d'équipement D de 1" (les résultats ne sont pas significativement différents avec $D = 2"$). Concernant le flexible, les valeurs du RMBRA (exprimées /h dans le Tableau 13) ont été converties en valeurs /an en considérant une durée de fonctionnement du flexible de 1000 h/an ($\sim 2,5$ h/jour).

5.4.2 Valeurs estimées par la modélisation des événements initiateurs

³⁷⁶ Projet SAFEN <https://www.safetec.no/en/news/safen-ijp-ready-to-meet-new-challenges>

En l'absence d'un retour d'expérience suffisant ou de données génériques adaptées au système étudié, il est possible d'estimer les fréquences et les tailles de fuites associées à certains équipements hydrogène et à certains modes de défaillance, par la modélisation fine des processus physiques à l'origine de ces défaillances.

Cette approche physico-probabiliste a été explorée par l'Ineris dans le cadre d'un travail de thèse³⁷⁷, puis dans le projet Multihyfuel^{378,379,380,381,382}. L'application visée dans ce projet était la quantification des risques liés à une station-service hydrogène, notamment à sa borne de ravitaillement.

Les scénarios d'accidents pouvant survenir sur une borne de ravitaillement d'hydrogène ont d'abord été identifiés et représentés sous forme de nœuds papillon. Ensuite, pour chaque composant susceptible d'être à l'origine d'une fuite accidentelle (raccord, vanne, flexible, etc.), les mécanismes sous-jacents (corrosion, érosion, défaut de montage, desserrage, fatigue, vieillissement, défaut de connexion du pistolet de raccordement, etc.) ont été analysés et modélisés sous forme d'équations paramétriques, de manière à estimer la durée de vie avant la fuite et de là, la fréquence de fuite. De même, les fuites provoquées par des erreurs humaines (par. l'arrachement du flexible suite à un départ anticipé du véhicule raccordé) ont été modélisées, et leur fréquence évaluée, sur la base de données sociotechniques issues de littérature³⁸³.

Au-delà de la fréquence, la section de fuite associée à chaque scénario a également été estimée, et le débit correspondant évalué, afin de modéliser les effets des phénomènes dangereux correspondants (Figure 93).

La méthode a ensuite été évaluée au travers [d'une campagne expérimentale](#), au cours de laquelle plusieurs composants ont été soumis à des sollicitations reproduisant certains scénarios de fuite (usure de joints ou abrasion de métal sur des vannes, fatigue d'un flexible, desserrage de raccords par cyclage de pression). Dans les cas où une fuite ou une défaillance du composant a été obtenue, les prédictions du modèle, en termes de fréquences de fuite, se sont trouvées relativement en accord avec le nombre de cycles avant la survenue de la fuite ou de la défaillance du composant.

En ce qui concerne la prédiction des surfaces de fuites, les résultats obtenus montrent que cette méthode parvient à reproduire certains éléments observables (augmentation du débit de fuite avec la section de fuite, variations du débit en fonction du type de fuite, etc.), mais prédit, à ce stade, des valeurs de débit environ quatre fois supérieures aux débits réels mesurés. Des ajustements de la méthode, notamment sur la prise en compte des pertes de charges, devront donc encore être apportés.

Les premiers résultats de cette approche sont donc encourageants, même s'ils restent préliminaires et que certains modèles utilisés pour décrire les processus de défaillance doivent encore être améliorés. Ce travail a permis de produire une première base de données de fréquences et de sections de fuite spécifiques aux composants d'une borne de distribution d'hydrogène. Celle-ci est reportée dans le Tableau 16 (colonnes en bleu). Il est à noter que ces fréquences ne sont que des valeurs indicatives, spécifiques à certains modèles de composants, et qu'elles ne doivent pas être considérées comme des valeurs génériques ou des préconisations. Par ailleurs, elles ne tiennent compte ni des barrières de sécurité, ni des mesures de contrôle et de maintenance, même s'il n'y aurait pas d'obstacles à les intégrer dans la méthode.

L'intérêt potentiel d'une telle approche, basée sur l'analyse et la modélisation détaillée des événements initiateurs (EI) est de pouvoir évaluer la contribution de chaque EI à la probabilité globale de perte de

³⁷⁷ Duclos, A. (2019) Développement de modèles phénoménologiques et de maîtrise des issues d'explosion pour la filière émergente hydrogène-énergie, Thèse de doctorat <https://theses.hal.science/tel-04162678>

³⁷⁸ Proust, C. (2023) Multihyfuel Deliverable 2.1 : Leakage characterisation of H2 dispensers

³⁷⁹ Proust, C. (2024) Multihyfuel Deliverable 2.4 : Fire and explosion hazard assessment summary report <https://multihyfuel.eu/images/event-documents/deliverables/MultHyFuel%20D2.4%20-%20Fire%20and%20explosion%20hazard%20assessment%20summary%20report%20-%20Final.pdf>

³⁸⁰ Proust, C. et al. (2022) Quantification du risque de fuite sur des organes hydrogène haute pression, SFGP2022, Toulouse, 7-10 nov. <https://hal.science/ineris-03975899/>

³⁸¹ Proust, C. et al. (2023) Nouvelle méthode de prédiction des fréquences et débits de fuite des composants hydrogène haute pression, Congrès Lambda Mu 24, Bourges 14-17 oct.

³⁸² Proust, C. et al. (2023) A new method to quantify the leakage scenarios (frequencies and flowrates) on hydrogen high pressure components, ICHS 2023 <https://hysafe.info/uploads/papers/2023/219.pdf>

³⁸³ ICSI (2009) L'analyse de risque – Fréquence des événements initiateurs d'accidents. Les cahiers de la sécurité industrielle – sept https://www.icsi-eu.org/sites/default/files/2020-09/Icsi_cahier_FR_frequence-evenements_2009.pdf

confinement d'un équipement, et de savoir sur quels composants/modes de défaillance les efforts de réduction des risques doivent être portés en priorité, ce qu'[une approche basée sur des données globales de perte de confinement](#) ne permet pas de faire.

Pour illustration, les fréquences de fuites estimées du Tableau 16 (colonnes en bleu) ont été appliquées à un cas fictif (mais réaliste) de borne de ravitaillement d'hydrogène de véhicules légers. Dans cet exemple, la borne est supposée effectuer environ 25 remplissages/jour (soit environ 10 000 remplissages par an). Le nombre supposé de composants de chaque type est basé sur des données typiques de constructeurs de bornes de recharge. Les résultats en termes de fréquences annuelles de fuites pour chaque composant/mode de défaillance sont présentés dans les colonnes en vert du Tableau 16.

Ces résultats montrent que les scénarios de fuite les plus fréquents attendus sur une borne de recharge, avant valorisation des [barrières de sécurité](#), sont :

- la rupture du flexible liée à la fatigue due aux cycles de remplissage ;
- le mauvais raccordement du pistolet ou sa déconnexion inopinée avant la fin du remplissage ;
- l'usure des joints des vannes d'isolement ;
- le défaut de montage ou le desserrage de raccords dû aux cycles de remplissage.

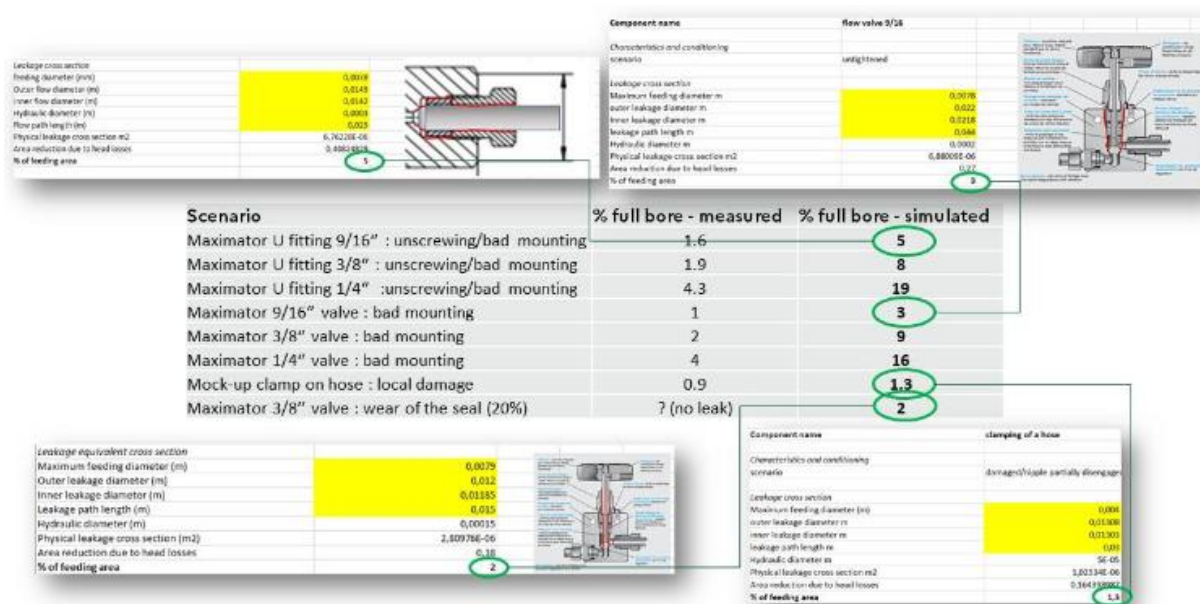


Figure 93 : Comparaison entre les débits de fuite simulés et mesurés pour différents types de fuites³⁷⁸

Composant	Diamètre extérieur - intérieur	Sollicitation	Fréquence	Unité	Section de fuite (%)	Application à une borne de distribution d'H ₂			
						N de cycles ou opé /an	N de composants	Fréquence	Unité
Tube	9/16" - 7,9 mm	Fatigue liée au cyclage P/T	1,0E-10	/cycle	100	10000	10	1,0E-05	/an
	9/16" - 7,9 mm	Corrosion	1,0E-03	/an	100	1	1	1,0E-03	/an
	3/8" - 5,1 mm	Fatigue liée au cyclage P/T	5,0E-11	/cycle	100	10000	10	5,0E-06	/an
	3/8" - 5,1 mm	Corrosion	1,0E-03	/an	100	1	1	1,0E-03	/an
	1/4" - 2,7 mm	Fatigue liée au cyclage P/T	5,0E-12	/cycle	100	10000	2	1,0E-07	/an
	1/4" - 2,7 mm	Corrosion	1,0E-03	/an	100	1	1	1,0E-03	/an
Flexible	3/8" - 4 mm	Fatigue liée au cyclage P/T	1,0E-04	/cycle	100	10000	1	1,0E+00	/an
	3/8" - 4 mm	Ecrasement / départ inopiné du véhicule	5,0E-09	/opé	100	10000	1	5,0E-05	/an
Pistolet	3/8" - 4 mm	Défaut de connexion (maintenance pistolet / réceptacle)	2,0E-02	/an	9	1	1	2,0E-02	/an
	3/8" - 4 mm	Défaut de connexion (erreur branchement / débranchement)	1,0E-02	/opé	9	10000	1	1,0E+02	/an
	3/8" - 4 mm	Usure (joints)	7,1E-06	/opé	9	10000	1	7,1E-02	/an
	3/8" - 4 mm	Ecrasement / départ inopiné du véhicule	5,0E-09	/opé	100	10000	1	5,0E-05	/an
Breakaway	3/8" - 5,1 mm	Fatigue liée au cyclage P/T (rupture des vis de retenue)	1,0E-07	/cycle	9	10000	1	1,0E-03	/an
	3/8" - 5,1 mm	Défaut de montage (maintenance)	1,0E-02	/an	9	1	1	1,0E-02	/an
Vanne d'isolement	9/16" - 7,9 mm	Défaut de montage (maintenance)	1,0E-02	/an	3	1	5	5,0E-02	/an
	9/16" - 7,9 mm	Usure (joints)	3,3E-06	/opé	1	10000	5	1,7E-01	/an
	1/4" - 2,7 mm	Défaut de montage (maintenance)	1,0E-02	/an	16	1	1	1,0E-02	/an
	1/4" - 2,7 mm	Usure (joints)	5,0E-08	/opé	8	10000	1	5,0E-04	/an
Vanne de régulation de pression	9/16" - 7,9 mm	Défaut de montage (maintenance)	1,0E-02	/an	1	1	1	1,0E-02	/an
	9/16" - 7,9 mm	Fatigue liée au cyclage P/T (ressort)	1,0E-07	/cycle	4	10000	1	1,0E-03	/an
	9/16" - 7,9 mm	Usure (joints)	1,0E-09	/opé	1	10000	1	1,0E-05	/an
Soupape	3/8" - 5,1 mm	Défaut de montage (maintenance)	1,0E-02	/an	1	1	1	1,0E-02	/an
Raccord	9/16" - 7,9 mm	Défaut de montage (maintenance)	1,0E-02	/an	5	1	20	2,0E-01	/an
	9/16" - 7,9 mm	Desserrage dû au cyclage P/T	3,3E-07	/cycle	5	10000	20	6,6E-02	/an
	3/8" - 5,1 mm	Défaut de montage (maintenance)	1,0E-02	/an	8	1	20	2,0E-01	/an
	3/8" - 5,1 mm	Desserrage dû au cyclage P/T	5,0E-07	/cycle	8	10000	20	1,0E-01	/an
	1/4" - 2,7 mm	Défaut de montage (maintenance)	1,0E-02	/an	19	1	20	2,0E-01	/an
	1/4" - 2,7 mm	Desserrage dû au cyclage P/T	4,0E-07	/cycle	19	10000	20	8,0E-02	/an

Tableau 16 : Fréquences et sections de fuites estimées à partir du modèle développé dans le cadre du projet Multihyfuel pour les principaux composants d'une borne de distribution d'hydrogène (sans prise en compte des barrières de sécurité). A droite du tableau (colonnes en vert) est présenté un cas d'évaluation des fréquences de fuites liées à une borne fictive de ravitaillement d'hydrogène³⁸¹. En orange sont surlignées les cases indiquant les composants et les modes de défaillance pour lesquels la fréquence de fuite estimée est la plus élevée ($\geq 10^{-1}/\text{an}$), en l'absence de considération des barrières de sécurité

5.4.3 Valeurs estimées à partir d'essais de fuites sous pression

L'approche expérimentale peut constituer une alternative à l'absence de retour d'expérience ou de données génériques adaptées pour obtenir des informations sur les fréquences ou les tailles de fuites associées à certains équipements ou composants mettant en œuvre de l'hydrogène.

Concrètement, il s'agit de soumettre ce composant (raccord, vanne, soupape, etc.) à des sollicitations ou à des processus de dégradation, représentatifs d'une utilisation normale ou susceptibles d'être à l'origine d'une situation accidentelle, et à mesurer la quantité d'hydrogène perdue au travers de ce composant en fonction du temps. Il en est alors déduit une durée de vie du composant avant la survenue d'une fuite d'une section donnée. Ces sollicitations peuvent être des chocs, des vibrations, la simulation d'erreurs opératoires (par ex. le serrage insuffisant ou excessif d'un raccord), l'actionnement répété d'un composant (par ex. d'une vanne), la corrosion, la soumission à des cycles de pression ou de température, etc.).

Cette approche a été mise en œuvre avec de l'hydrogène, sur des composants typiques de ceux déployés sur des systèmes hydrogène, dans le cadre de plusieurs projets de recherche, notamment les projets DRIVE³⁸⁴ ou Multhyfuel³⁷⁸. La Figure 94 montre certains des résultats obtenus.

Les essais menés dans le cadre du projet DRIVE se sont attachés, notamment, à reproduire des fuites pouvant affecter des bouchons ou des raccords (défauts de serrage, marquage du filetage, etc.). A des pressions relativement modestes (20 bar), des fuites allant jusqu'à 48 L/min, correspondant à un débit massique d'environ 0,07 g/s, ont été mesurées. Même si de tels débits restent relativement faibles, ils sont suffisants pour générer une atmosphère inflammable dans un espace confiné.

Les essais menés lors du projet Multhyfuel ont été réalisés à des pressions beaucoup plus importantes (800 bar) et ont consisté à reproduire des scénarios de fuite spécifiques aux bornes de distribution d'hydrogène. Les débits de fuite mesurés se sont révélés de l'ordre de quelques dizaines de g/s, avec des surfaces de brèche correspondant à quelques pourcents de la pleine section, soit des diamètres de brèche d'environ 10% du diamètre pleine section. Des fuites plus petites (de l'ordre de 1% du diamètre pleine section) n'ont pas été observées. Une raison possible invoquée est que les composants spécifiquement conçus pour l'hydrogène sont particulièrement résistants et se déforment très peu. De ce fait, leur réponse aux sollicitations pourrait être relativement binaire, à savoir qu'ils pourraient rester étanches jusqu'à un niveau de sollicitation assez important, puis fuir soudainement de manière significative, sans passer par le stade intermédiaire de petite fuite. Cette hypothèse reste à confirmer par d'autres campagnes d'essais.

(a)



Table 2 – Measured chronic leakage arising from key components of the hydrogen line.

Component	Test pressure	Test protocol	Leakage rate (L/min)
Plug ^{1/2"}	20 bar	1- Normal tightening	<2 × 10 ⁻⁵
		2- Insufficient tightening (by hand)	48
		3- After 20 dismantling/re-assembly operations	<2 × 10 ⁻⁵
Plug ^{1/4"}	20 bar	1- Normal tightening	<2 × 10 ⁻⁵
		2- Normal tightening after an excessive one	<2 × 10 ⁻⁵
		3- With a mark in the fitting	2.2
		4- With a mark in the fitting	1.9
		5- With a mark in the fitting	3.7
Quick-connect coupling	16 bar	1- Normal connection	<2 × 10 ⁻⁵
	30 bar	2- After 100 coupling operations	<2 × 10 ⁻⁵
	350 bar	1- Normal connection	<2 × 10 ⁻⁵
Elbow - 90°	3 bar	1- Normal tightening	<2 × 10 ⁻⁵
		2- Thermal ageing	<2 × 10 ⁻⁵
Polyamide tube	20 bar	1- Normal tightening	<2 × 10 ⁻⁵
		2- Thermal ageing	<2 × 10 ⁻⁵
Hydrogen pump	3 bar	1- Normal tightening	<2 × 10 ⁻⁵
Phase separator	3 bar	1- Normal tightening	<2 × 10 ⁻⁵
1-way valve	3 bar	1- Normal tightening	<2 × 10 ⁻⁵
		2- Thermal ageing + 100 valve operations	<2 × 10 ⁻⁵
Excess flow valve	5 bar	1- Normal tightening (pressure setting = 9 bar)	1.2 × 10 ⁻³
	7 bar	2- Normal tightening (pressure setting = 9 bar)	2.4 × 10 ⁻³
		3- Normal tightening (pressure setting = 15 bar)	1.5 × 10 ⁻³
		4- Thermal ageing + 100 valve operations	1.6 × 10 ⁻³
Cap ^{1/2"}	20 bar	1- Normal tightening	<2 × 10 ⁻⁵
		2- Insufficient tightening	6
		3- After 20 dismantling/re-assembly operations	<2 × 10 ⁻⁵

N.B.: these chronic leakages were measured at ambient temperature and pressure (i.e. P = 101,325 Pa and T = 25 °C).

Bold characters signifies which situation led to the highest leak flow rate.

³⁸⁴ Gentilhomme, O. et al. (2012) Data for the evaluation of hydrogen risks onboard vehicles : outcomes from the French project DRIVE, Int. J. Hydrogen Energy <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.04.147>

(b)

P (bar)	Component	Event	mass flowrate (g/s)	% full cross section
800	full bore 0.5 mm	reference	7	100
800	full bore 2 mm	reference	165	100
800	full bore 2.6 mm (1/4")	estimated	279	100
800	full bore 5 mm (3/8")	estimated	1031	100
800	full bore 4 mm (hose)	estimated	660	100
800	full bore 7.8 mm (9/16")	estimated	2510	100
800	Maximator U fitting 9/16"	Unscrewing/bad mounting	30-50	1,6
800	Maximator U fitting 3/8"	Unscrewing/bad mounting	15-30	1,9
800	Maximator U fitting 1/4"	Unscrewing/bad mounting	12	4,3
800	Maximator valve 9/16"	Bad mounting	30	1
800	Maximator valve 3/8"	Bad mounting	20-30	2
800	Maximator valve 1/4"	Bad mounting	10-14	4
800	Mock-up clamp on Hose	Fatigue of the extremity	6	0,9

Figure 94 : Débits de fuite mesurés lors d'essais de fuites sur différents composants de systèmes hydrogène (a) valeurs issues du projet DRIVE³⁸⁴. La valeur de $2 \cdot 10^{-5}$ L/min correspond à la limite de détection, (b) valeurs issues du projet Multhylfuel³⁷⁸

5.4.4 Valeurs recommandées pour les canalisations de transport

Le guide méthodologique du GESIP pour la réalisation des études de dangers (EDD) liées aux canalisations de transport³⁸⁵, dans son édition de juillet 2019, recommande pour les canalisations de transport de produits chimiques gazeux non corrosifs (dont l'hydrogène), de retenir les fréquences de fuites reportées dans le Tableau 17.

Ces valeurs sont proposées pour le tracé courant des ouvrages, c'est-à-dire pour les parties linéaires enterrées hors sites industriels clos, en l'absence de facteurs de risques locaux spécifiques (tels que les mouvements de terrain par exemple).

Ces valeurs ont été déterminées à partir de l'analyse de la base de données de l'EGIG³⁸⁶ (base de données des événements survenus sur les réseaux de transport de gaz naturel en Europe de l'Ouest depuis 1970).

Type de fuite	Fréquence de fuite (10^{-4} /km /an) par type de cause			
	Travaux tiers	Corrosion	Défaut matériau ou construction	Piquage en charge
Petite brèche (≤ 12 mm)	0,63	0,87	0,58	0,15
Autres brèches (>12 mm)	2,71	0,09	0,44	0,12
Total	3,34	0,96	1,01	0,28

Tableau 17 : Fréquences de fuites proposées par le guide EDD du GESIP, édition de juillet 2019, pour les canalisations de transport de produits chimiques gazeux non corrosifs

Il est également possible d'utiliser pour l'hydrogène, et sous réserve de justification, les valeurs proposées dans le guide EDD du GESIP pour le gaz naturel, qui sont issues du retour d'expérience sur le réseau de transport de gaz naturel en France. Ces valeurs sont reprises dans le Tableau 18.

³⁸⁵ GESIP (2019) Guide méthodologique pour la réalisation d'une étude de dangers concernant une canalisation de transport (hydrocarbures liquides ou liquéfiés, gaz naturel ou assimilé et produits chimiques) (2008/01) <https://gesip.com/produit/guide-methodologique-pour-la-realisation-d-une-etude-de-dangers-concernant-une-canalisation-de-transport-hydrocarbures-liquides-ou-liquefies-gaz-naturel-ou-assimile-et-produits-chimiques/>

³⁸⁶ EGIG (2020) Gas pipeline incidents - 11th Report (period 1970-2019) [https://www.eqig.eu/reports/\\$60/\\$61](https://www.eqig.eu/reports/$60/$61)

Type de fuite	Fréquence de fuite (10^{-4} /km /an) par gamme de diamètre			
	D < 200	200 ≤ D < 400	400 ≤ D < 600	D ≥ 600
Petite brèche (≤ 12 mm)	3,77	1,85	1,53	0,1
Brèche moyenne (>12 mm et ≤ 70 mm)	4,56	1,16	0,15	0,1
Rupture totale (> 70 mm)	1,65	1,16	1,07	0,18
Total	9,98	4,17	2,75	0,18

Tableau 18 : Fréquences de fuites proposées par le guide EDD du GESIP, édition de juillet 2019, pour les canalisations de transport de gaz naturel

Le guide EDD du GESIP faisant l'objet de révisions régulières, il est recommandé au lecteur de se reporter à la version en vigueur de ce guide, afin de s'assurer de la validité des valeurs reportées dans le présent paragraphe.

5.5 QUELLES SONT LES DONNEES ACTUELLES SUR LES PROBABILITES D'INFLAMMATION DE REJETS D'HYDROGENE ?

La probabilité d'inflammation de l'hydrogène en cas de rejet accidentel est difficile à quantifier et mobilise d'intenses recherches³⁷⁶. Ceci pour deux raisons principales : 1- les rejets enflammés sont des événements rares, plus rares que les pertes de confinement et 2- ils dépendent fortement de chaque situation accidentelle : [terme source](#), configuration géométrique, conditions environnementales, etc.

Cette section explore les différentes pistes possibles pour estimer ces probabilités d'inflammation dans le contexte de l'hydrogène. Au préalable, il est important de définir ces probabilités d'inflammation.

5.5.1 Définitions des probabilités d'inflammation immédiate et retardée

Le [processus d'évaluation de la probabilité d'occurrence des accidents liés à l'hydrogène](#) nécessite d'estimer, en cas de perte de confinement d'hydrogène, la proportion des cas où le rejet va s'enflammer de manière [immédiate](#), celle où il va s'enflammer de manière [retardée](#) et, celle où il ne va pas s'enflammer.

L'accès à ces trois valeurs revient à estimer deux probabilités conditionnelles indépendantes (Figure 95) :

- la [probabilité d'inflammation immédiate](#) (P_{imm}) sachant qu'une perte de confinement est survenue ;
- la [probabilité d'inflammation retardée](#) (P_{ret}) sachant qu'une perte de confinement est survenue et que celle-ci ne s'est pas enflammée immédiatement.

Ainsi, pour estimer la probabilité d'occurrence annuelle (POA) d'un phénomène dangereux (PhD) issu d'une inflammation immédiate ([feu torche](#) ou [boule de feu](#) par exemple), il suffira de multiplier la POA de l'ERC par P_{imm} , et pour estimer la POA d'un PhD consécutif à une inflammation retardée ([UVCE](#), [VCE](#) ou [feu de nuage](#) selon le contexte), il faudra la multiplier par $(1-P_{\text{imm}}) \cdot P_{\text{ret}}$. Notons que dans ce dernier cas, multiplier la POA de l'ERC directement par P_{ret} revient à adopter une approche majorante. Cela peut être envisagé, par exemple, si la probabilité d'inflammation immédiate n'est pas accessible, si elle n'est pas fiable ou encore, si l'analyste a souhaité la surestimer de façon prudente.

De ces deux probabilités conditionnelles, peuvent être déduites :

- la [probabilité totale d'inflammation](#) sachant qu'une perte de confinement est survenue, $P_{\text{inf}} = P_{\text{imm}} + (1-P_{\text{imm}}) \cdot P_{\text{ret}}$ qui, dans une approche majorante, pourra être remplacée par $P_{\text{imm}} + P_{\text{ret}}$
- la [probabilité de non-inflammation](#), qui sera simplement le complémentaire $P_{\text{non}} = 1 - P_{\text{inf}}$

Il est également possible d'introduire :

- la [probabilité d'explosion](#) (P_{exp}) sachant qu'une perte de confinement est survenue et que celle-ci s'est enflammée de manière retardée ;

La POA d'une explosion ([UVCE](#) ou [VCE](#) selon le contexte) consécutive à un rejet d'hydrogène pourra alors être obtenue en multipliant la POA de l'ERC par $(1-P_{\text{imm}}) \cdot P_{\text{ret}} \cdot P_{\text{exp}}$ tandis que la POA du phénomène complémentaire (typiquement un [feu de nuage](#)) sera obtenue en la multipliant par $(1-P_{\text{imm}}) \cdot P_{\text{ret}} \cdot (1-P_{\text{exp}})$.

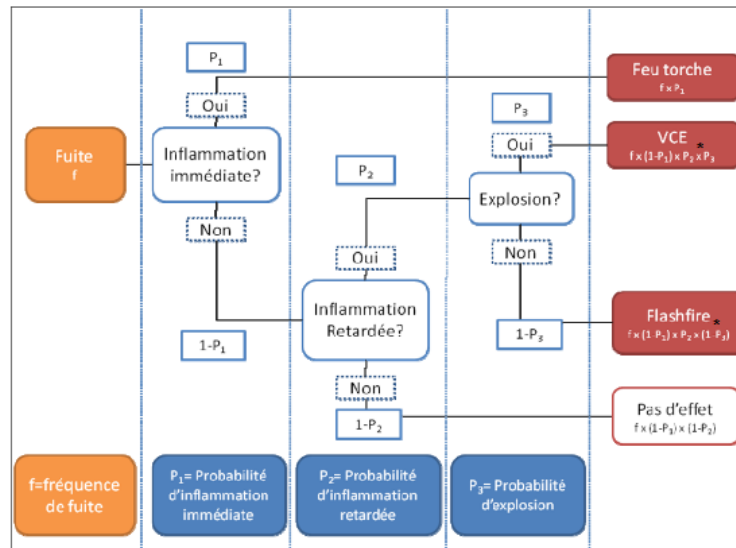


Illustration de l'utilisation des probabilités d'inflammation et d'explosion⁹

Figure 95 : Les différentes probabilités conditionnelles associées aux événements secondaires d'une perte de confinement d'hydrogène (remplacer P_1 , P_2 par P_{imm} , P_{ret} ...)

5.5.2 Estimation par jugement d'expert

Compte-tenu de la difficulté d'évaluer de manière précise les probabilités d'inflammation associées aux pertes de confinement d'hydrogène, il est fréquent, dans le cadre d'une évaluation des risques, de s'en remettre au jugement d'experts.

Pour établir son jugement, l'expert peut, par exemple, faire des comparaisons avec d'autres gaz inflammables (méthane ou gaz naturel par exemple) pour lesquels le REX est plus abondant, et pondérer les probabilités d'inflammation correspondantes pour les adapter aux spécificités de l'hydrogène, notamment [sa plus forte sensibilité à l'inflammation](#).

Une autre manière d'établir son jugement est de considérer les principaux facteurs qui gouvernent les inflammations immédiate et retardée, et d'évaluer, pour chaque scénario accidentel, dans quelle mesure ces facteurs sont réunis.

En ce qui concerne [l'inflammation immédiate](#), de nombreux travaux montrent que c'est principalement la pression du rejet et/ou le débit de fuite, [cette deuxième grandeur étant en partie reliée à la première](#), qui gouvernent la probabilité d'inflammation, notamment [d'inflammation spontanée](#)²⁰⁶. C'est pourquoi les valeurs de probabilités d'inflammation, qu'elles proviennent d'avis d'experts, de bases de données génériques ou de modèles, sont souvent exprimées en fonction de l'une ou l'autre de ces grandeurs. D'autre part, il est généralement considéré qu'au-delà d'une certaine pression (typiquement 100 bar³⁷⁸) ou d'un certain débit, la probabilité d'inflammation spontanée est telle qu'il est prudent de considérer $P_{imm} = 1$, les conditions étant alors particulièrement favorables à l'inflammation spontanée (Tableau 8).

En ce qui concerne [l'inflammation retardée](#), les facteurs qui influent le plus sur la probabilité d'inflammation sont, au premier ordre :

- la composition du mélange inflammable généré suite au rejet (plus ou moins proche de la stœchiométrie) ;
- la température du mélange inflammable généré suite au rejet (plus ou moins proche de la TAI) ;
- la présence de sources d'inflammation dans le volume maximal atteint par le nuage inflammable généré. Le fait, par exemple, que le nuage inflammable soit contenu dans une [zone ATEX](#) ou dans une zone de faible présence de personnels, peuvent être des facteurs pris en compte par l'expert pour décoter la probabilité d'inflammation retardée.

Une méthode semi-quantitative d'évaluation des probabilités d'inflammation, basée sur certains de ces facteurs, est décrite [plus loin](#).

5.5.3 Estimation à partir de données génériques

Certaines bases de données génériques fournissent des valeurs de probabilités d'inflammation, immédiate et retardée, de rejets de substances inflammables.

C'est le cas, par exemple, du [guide RMBRA](#), qui propose, dans le cas d'une installation fixe et pour tous rejets de gaz inflammables (y compris l'hydrogène), les valeurs de probabilités d'inflammation reportées dans le Tableau 19³⁸⁷.

Ces valeurs présentent deux défauts principaux par rapport à leur application à l'hydrogène. D'abord, elles concernent des gammes de débits de fuites très importants et ne détaillent pas les gammes de débits plus représentatifs des fuites d'hydrogène (quelques g/s à 1 kg/s). D'autre part, dans la gamme 1-10 kg/s, voire jusqu'à 1 kg/s, elles sous-estiment probablement la probabilité d'inflammation immédiate de l'hydrogène. En effet, le retour d'expérience et les observations réalisées lors d'essais expérimentaux tendent à montrer que dans cette gamme de débits, l'hydrogène s'enflamme [de manière spontanée](#) plus souvent qu'1 fois sur 5.

ERC	Débit de rejet ou quantité de gaz libéré	P _{imm}	P _{ret}	P _{exp}
Fuite accidentelle	<10 kg/s	0,2	1	0,4
	10-100 kg/s	0,5	1	0,4
	>100 kg/s	0,7	1	0,4
Eclatement	<1000 kg	0,2	1	0,4
	1000-10000 kg	0,5	1	0,4
	>10000 kg	0,7	1	0,4

Tableau 19 : Valeurs de probabilités d'inflammation fournies par le guide RMBRA pour une fuite accidentelle ou l'éclatement d'un équipement d'hydrogène gazeux

5.5.4 Estimation à partir du modèle de SANDIA

Le [laboratoire SANDIA](#) propose d'utiliser un modèle exprimant les probabilités d'inflammation immédiate et retardée de l'hydrogène en fonction du débit de fuite. Trois gammes de débits sont considérées (Tableau 20). Quelle que soit la gamme de débit, la répartition entre inflammation immédiate et inflammation retardée est considérée égale à 2/3-1/3.

L'avantage de ce modèle, par rapport aux [valeurs génériques fournies par le guide RMBRA](#) est qu'il est plus adapté à l'hydrogène en termes de gammes de débits considérés. En revanche, le retour d'expérience et les résultats d'essais menés avec l'hydrogène tendent à montrer que les valeurs proposées dans le Tableau 20 sont sous-estimées.

ERC	Débit de rejet	P _{inf}	P _{imm}	P _{ret}
Perte de confinement	< 0,125 kg/s	0,012	0,008	0,004
	0,125 – 6,25 kg/s	0,080	0,053	0,027
	> 6,25 kg/s	0,350	0,230	0,120

Tableau 20 : Valeurs de probabilités d'inflammation proposées par le laboratoire SANDIA pour une perte de confinement d'hydrogène gazeux

³⁸⁷ Le guide RMBRA fournit aussi des valeurs, non présentées ici, de probabilité d'inflammation dans le contexte du transport de matières dangereuses (par camion, train ou bateau), y compris pour des rejets de gaz liquéfiés (hydrogène liquide par exemple)

5.5.5 Estimation à partir du modèle d'Aarskog et al.

Une équipe norvégienne a proposé un modèle de probabilité d'inflammation de l'hydrogène basé sur celui du laboratoire SANDIA, mais continu et plus conservatif pour les rejets à haut débit^{388,389}. Ainsi, le modèle propose que la probabilité d'inflammation immédiate soit prise égale à 1 dès lors que le débit de fuite dépasse 12,5 kg/s. Ce modèle s'exprime sous la forme :

$$P_{inf} = \text{Minimum} (1; 0,55 * \text{débit de fuite}^{0,87}; 0,267 * \text{débit de fuite}^{0,52})$$

où P_{inf} est la probabilité totale d'inflammation. Comme pour le modèle de SANDIA, une répartition 2/3-1/3 est supposée entre la probabilité d'inflammation immédiate et la probabilité d'inflammation retardée.

Ce modèle est représenté sur la Figure 96, dans laquelle il est comparé au modèle de SANDIA.

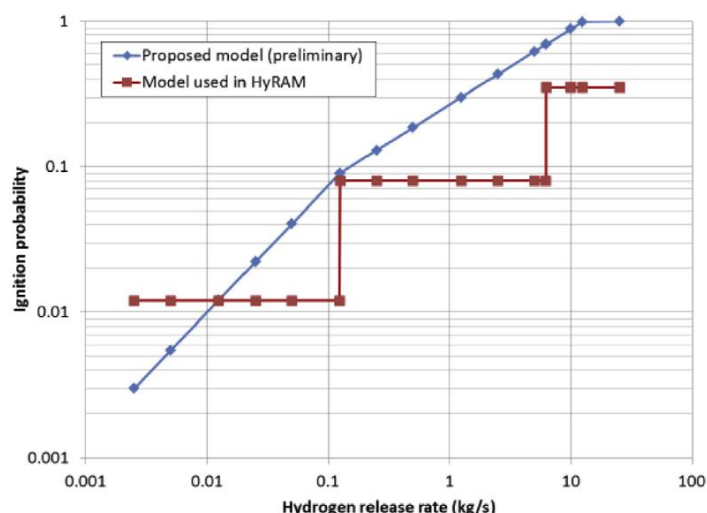


Figure 96 : Modèle de probabilité d'inflammation de l'hydrogène proposé par Aarskog et al. (en bleu) comparé à celui proposé par le laboratoire SANDIA (en rouge)

5.5.6 Estimation à partir du modèle semi-quantitatif de l'Ineris

Une méthode semi-quantitative a été développée par l'Ineris pour estimer les probabilités d'inflammation, immédiate et retardée, de différentes catégories de substances inflammables, gazeuses, liquides ou liquéfiées³⁴⁹. Cette méthode s'appuie sur des jugements d'experts, et prend en considération les facteurs qui influent le plus sur les probabilités d'inflammation notamment, pour l'inflammation immédiate, le débit de fuite et pour l'inflammation retardée, la présence ou non de sources d'inflammation dans les environs du point de rejet.

Le Tableau 21 présente les valeurs de probabilités d'inflammation, immédiate et retardée, proposées par cette méthode dans le cas d'un rejet d'hydrogène gazeux. Dans une approche majorante, la méthode prévoit que les valeurs de probabilité d'inflammation immédiate et retardée indiquées dans le tableau soient appliquées inconditionnellement l'une de l'autre.

L'intérêt principal de cette méthode est qu'elle est simple d'utilisation, et qu'elle discrimine les valeurs de probabilité d'inflammation en fonction des principaux facteurs d'influence. Elle est également relativement conservatrice par rapport aux [valeurs génériques du guide RMBRA](#) ou aux modèles [de SANDIA](#) ou [d'Aarskog et al.](#)

³⁸⁸ Aarskog, F.G et al. (2020) Concept risk assessment of a hydrogen driven high speed passenger ferry, Int. J. Hydrogen Energy, 45 <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.05.128>

³⁸⁹ Risan, A. et al. (2021) Guidelines for quantitative risk analysis of facilities handling hazardous substances https://www.dsb.no/siteassets/rapporter-og-publikasjoner/rapporter/prj11100262033_final_report_rev_2021-2.pdf

Inflammation	Critères	Probabilité
Immédiate	Débit de fuite > 1 kg/s	1
	Débit de fuite < 1 kg/s	10 ⁻¹
	Rejet lié à l'ouverture d'une soupape avec rejet vertical (hors feu enveloppant)	10 ⁻²
	Rejet lié à l'éclatement d'un équipement (quelle que soit la quantité libérée)	1
Retardée	Nuage contenu dans une zone non classée ATEX	1
	Nuage contenu dans une zone ATEX avec forte présence de personnel	1
	Nuage contenu dans une zone ATEX avec présence de personnel occasionnelle	10 ⁻¹
	Absence de sources d'inflammation (absence de personnel et de voies de circulation, rejet vertical de soupape en aérien, etc.)	10 ⁻¹

Tableau 21 : Probabilités d'inflammation de rejets d'hydrogène proposées dans le modèle semi-quantitatif de l'Ineris³⁴⁹

5.5.7 Estimation par la modélisation physique des mécanismes d'inflammation

L'approche la plus sophistiquée pour évaluer la probabilité d'inflammation d'un rejet d'hydrogène est de s'appuyer sur la modélisation fine des mécanismes physiques en jeu dans l'amorçage de l'inflammation.

Par exemple, pour évaluer la probabilité d'inflammation retardée d'un rejet d'hydrogène, il est possible de suivre les étapes suivantes :

- modéliser [le terme source](#) puis la dispersion du nuage d'hydrogène résultant de la perte de confinement ;
- recenser l'ensemble des sources d'inflammation susceptibles d'être présentes dans l'environnement du point de fuite ou d'être générées par le rejet proprement dit (dans le cas d'une [inflammation spontanée](#)). Identifier les [mécanismes fondamentaux](#) associés à chacune de ces sources ;
- déterminer les [valeurs critiques des paramètres représentant chaque mécanisme](#), à partir desquelles la flamme peut s'amorcer (EMI, TAI, puissances critiques, température critique de surface, etc.). Ces valeurs critiques étant fonction de la composition du mélange et des conditions ambiantes, elles sont variables dans l'espace et dans le temps ;
- estimer la probabilité que chacune des sources potentielles identifiées contribue à ce que cette valeur critique soit dépassée en au moins un point de l'espace au cours du rejet ;
- estimer la probabilité globale d'inflammation par le cumul des probabilités d'inflammation de chaque source potentielle.

En pratique, cette approche détaillée, bien que rigoureuse sur le plan physique, est excessivement complexe à mener et dépend de nombreux paramètres. Elle ne s'applique pour l'instant que dans un cadre de recherche, lorsqu'il s'agit d'étudier le risque d'inflammation associé à une situation qui n'a pas encore de retour d'expérience, typiquement lors de la conception de nouveaux procédés ou de prototypes industriels.

5.5.8 Valeurs recommandées pour les canalisations de transport

Le guide méthodologique du GESIP pour la réalisation des études de dangers (EDD) liées aux canalisations de transport³⁸⁵ propose, en l'absence d'études complémentaires, de retenir pour une canalisation d'hydrogène les valeurs suivantes pour la probabilité d'inflammation :

- Petite brèche (≤ 12 mm) : 0,59
- Autres brèches : 1

Notons qu'il s'agit là d'une probabilité totale d'inflammation, incluant [les probabilités d'inflammation immédiate et retardée](#).

Le guide EDD du GESIP faisant l'objet de révisions régulières, il est recommandé au lecteur de se reporter à la version en vigueur de ce guide, afin de s'assurer de la validité des valeurs reportées dans le présent paragraphe.

5.6 QUELLES SONT LES DONNEES ACTUELLES SUR LA PERFORMANCE DES BARRIERES DE SECURITE POUR L'HYDROGENE ?

La valorisation des [barrières de sécurité](#) associées à un système hydrogène s'effectue selon [les mêmes critères](#) que pour d'autres systèmes industriels : indépendance, efficacité, temps de réponse, fiabilité. Dans le cas où une barrière est jugée éligible au sens de ces différents critères, un [facteur de réduction du risque](#) (FRR) ou un [niveau de confiance](#) (NC) est attribué à la barrière, en fonction de son niveau estimé de fiabilité.

La plupart des barrières de sécurité mises en œuvre dans le cadre de systèmes hydrogène ne sont pas spécifiques à l'hydrogène. Néanmoins, les [propriétés spécifiques de l'hydrogène](#), notamment sa [forte sensibilité à l'inflammation](#), sa [vitesse de combustion très rapide](#), ainsi que ses [conditions de mise en œuvre généralement à haute pression](#), peuvent atténuer la performance de certaines barrières, voire rendre celles-ci inadaptées.

Cette section vise à donner une vue d'ensemble des mesures potentiellement valorisables comme barrières de sécurité dans une évaluation des risques hydrogène, puis à fournir, pour illustration, quelques éléments de performance (efficacité, temps de réponse ou FRR) de certaines barrières. Seules les barrières pour lesquelles des données de performance sont disponibles dans le domaine public sont abordées dans cette section.

Il est important de noter que ces données, issues de la littérature, ne sont qu'indicatives et que la performance d'une barrière de sécurité doit toujours être évaluée dans son contexte d'utilisation spécifique, et pour un scénario d'accident donné.

5.6.1 Vue d'ensemble des barrières potentiellement valorisables

Le Tableau 24 fournit une vue d'ensemble des mesures de sécurité les plus couramment mises en œuvre dans le contexte d'un système hydrogène. Parmi celles-ci, les barrières de sécurité sont celles qui relèvent de la sécurité fonctionnelle (c'est-à-dire qui remplissent une fonction de sécurité).

La valorisation (ou non) d'une barrière dans l'évaluation de la probabilité d'occurrence des accidents liés au système étudié³⁹⁰, dépend de la réponse aux questions suivantes :

- Est-ce que cette mesure est classiquement mise en œuvre dans le retour d'expérience (REX) et son bénéfice déjà intégré dans la valeur générique de la fréquence considérée pour l'événement indésirable concerné ? Auquel cas, son facteur de réduction du risque FRR = 0 ;
- Est-ce qu'au contraire cette mesure peut être considérée comme apportant un niveau de réduction du risque supplémentaire par rapport aux mesures de sécurité couramment mises en œuvre dans le REX ? Auquel cas elle peut être valorisée : FRR > 0.

Il ne peut pas être donné de réponse systématique et uniforme à cette question. C'est à l'analyste de déterminer, en fonction du REX sur lequel il s'appuie, des caractéristiques et du contexte de chaque système et de la [performance](#) estimée de la barrière considérée, s'il est justifié de la valoriser ou non comme facteur de décote de la probabilité d'occurrence de l'accident concerné.

5.6.2 Mise en sécurité d'une borne de distribution sur détection de fuite

La [mise en sécurité d'un système sur détection de fuite](#), c'est-à-dire l'isolement de la fuite par la fermeture d'une ou plusieurs vannes (en cas de chute de pression par exemple), est une des mesures de sécurité les plus courantes appliquées sur les systèmes hydrogène. Pour qu'une telle barrière puisse être valorisée, il faut notamment que son temps de réponse, qui dépend d'une [chaîne de détection, de traitement et d'actions](#), soit compatible avec la cinétique du phénomène dangereux qu'elle vise à éviter ou à limiter.

³⁹⁰ Même si cette valorisation n'a pas lieu au même moment de la démarche d'évaluation du risque : pour une mesure de sécurité inhérente, cette valorisation s'effectue lors de la [pondération](#) de la fréquence de base de chaque événement indésirable avant [l'agrégation des données](#), tandis que pour une mesure de sécurité fonctionnelle, cette valorisation intervient après l'agrégation des données et l'évaluation d'une première probabilité d'occurrence annuelle (sans barrières) de chaque accident potentiel.

Dans le cas d'une borne de distribution d'hydrogène, plusieurs scénarios de fuite ont été modélisés, dans le cadre du projet Multhyfuel³⁷⁹, pour estimer le temps de développement des phénomènes dangereux résultant de ces fuites et par conséquent, le délai dans lequel la mise en sécurité doit intervenir pour s'opposer efficacement à ces phénomènes.

Les deux principaux scénarios étudiés, à savoir la rupture du flexible de distribution d'hydrogène conduisant à un [feu torche](#) ou à un [feu de nuage](#), et la fuite d'un composant à l'intérieur de la borne de distribution conduisant à une [explosion confinée](#), ont tous deux montré que la détection et la fermeture de la vanne d'isolement devait intervenir dans un délai très court (de l'ordre de la seconde) pour avoir une efficacité vis-à-vis de ces scénarios.

Un groupe d'experts, réuni dans le cadre d'une étude générique menée aux Pays-Bas en vue de mettre à jour la réglementation liée aux stations-service³⁶⁹, a considéré, en 2016, que le temps de réponse d'un dispositif de mise en sécurité/arrêt d'urgence était en moyenne de 5 secondes. Aujourd'hui, des temps plus courts peuvent probablement être atteints (les professionnels français l'estiment autour de 2 secondes³⁹¹). Il n'en demeure pas moins que l'efficacité d'une telle barrière, dans le contexte d'une borne de distribution, doit être précisément évaluée pour déterminer si elle peut, le cas échéant, être valorisée dans l'évaluation des risques.

En ce qui concerne la fiabilité d'une telle barrière, le groupe d'experts cité précédemment³⁶⁹ a estimé à 0,01 la fréquence de défaillance d'un dispositif de mise en sécurité/arrêt d'urgence, ou autrement dit à 2 son [niveau de confiance](#). Dans le cas d'une borne de distribution, cette valeur doit être prise avec prudence car selon les configurations, certains éléments de la barrière (détecteur, automate, vanne) peuvent aussi servir à la conduite du remplissage, or, selon la doctrine MMRI³⁵⁷, les barrières intégrées à un système de conduite (MMRIC) ne peuvent se voir attribuer un niveau de confiance supérieur à 1.

5.6.3 Limitation des effets d'une explosion dans un conteneur par la ventilation et par des surfaces soufflables

De nombreux systèmes hydrogène sont désormais intégrés au sein de conteneurs ISO. Des campagnes d'essais et des exercices de modélisation ont été réalisés, par différentes équipes, pour évaluer si, en cas de fuite et d'explosion au sein de ce type de conteneur, les [surfaces soufflables](#) dont ils sont équipés (événements d'explosion, portes d'accès, fenêtres, grilles de ventilation, etc.), conjuguées à la ventilation, peuvent permettre d'éviter leur éclatement, voire de limiter les effets de surpression à l'extérieur.

Des essais réalisés par l'Ineris ont montré que lorsque la concentration d'hydrogène dans l'air reste inférieure ou égale à 8%, quelles que soient les conditions initiales au sein du conteneur (atmosphère au repos ou turbulent, milieu encombré ou non), les effets de surpression à l'extérieur du conteneur ne sont pas significatifs dès lors celui-ci est équipé de surfaces soufflables d'environ 2 m² avec une pression d'ouverture de quelques dizaines de millibars.

D'autres essais, réalisés dans le cadre du projet HYSEA³⁹², ont montré qu'il était possible d'éviter l'éclatement d'un conteneur ISO de 20 pieds (dont la pression de rupture est de l'ordre de 500 mbar) jusqu'à une concentration d'hydrogène de 15% (quelles que soient les conditions initiales), à condition que le conteneur soit équipé de surfaces soufflables de 6 à 8 m², s'ouvrant à une surpression d'au plus 100 mbar.

Sur la base de ces essais, l'Ineris a estimé, pour différents scénarios de fuite, quelles doivent être les caractéristiques d'une ventilation, naturelle ou forcée, pour maintenir les concentrations d'hydrogène à 8 % (permettant d'éviter des effets de surpression significatifs à l'extérieur) et 15 % (permettant d'éviter l'éclatement du conteneur).

Dans le cas d'une fuite de débit supérieure à quelques centaines de g/s (typiquement une rupture de tuyauterie), il peut être démontré qu'aucune ventilation naturelle ou forcée n'est en mesure d'éviter une concentration supérieure à 15% et donc l'éclatement potentiel du conteneur en cas d'explosion.

Dans le cas d'une fuite de débit inférieur à quelques dizaines de g/s (typiquement une fuite de diamètre égal à 10% du DN d'une tuyauterie), il est possible, dans certains cas, de ne pas dépasser une

³⁹¹ Valeur fournie par la profession dans le cadre des [travaux de mise à jour de l'AMPG relatif à la rubrique 1416 des ICPE](#).

³⁹² Projet HYSEA, financé par le programme européen Horizon H2020, 2015-2018 <http://www.hysea.eu/>

concentration d'hydrogène de 15%, voire de 8%, mais il faut dimensionner la ventilation naturelle ou forcée pour cela. Les débits nécessaires peuvent atteindre plusieurs milliers de m³/h, correspondant à des taux de renouvellement horaires de plusieurs dizaines de volumes par heure.

Les conditions nécessaires pour pouvoir valoriser la ventilation naturelle ou forcée d'un conteneur ISO, combinée à la présence de surfaces soufflables, comme barrière de sécurité contre le risque d'éclatement ou de surpressions significatives à l'extérieur du conteneur sont donc impossibles à atteindre pour des fuites importantes (plusieurs centaines de g/s) et atteignables pour des fuites limitées (inférieures à quelques dizaines de g/s) à condition de dimensionner la ventilation en conséquence. Il est à noter que si ces conditions sont remplies, il conviendra aussi d'évaluer la fiabilité d'une telle barrière. Ce point n'est pas abordé ici.

5.6.4 Clapet anti-retour

La conception des [clapets anti-retour](#) utilisés dans le contexte de l'hydrogène n'est pas fondamentalement différente de celle des clapets utilisés pour d'autres gaz industriels.

Le [guide RMBRA](#) fournit, pour les clapets anti-retour, une valeur générique de fréquence de défaillance à la sollicitation de 0,06, soit un niveau de confiance NC=1. Il est précisé dans le guide que cette valeur ne peut être retenue que si le clapet est régulièrement testé voire remplacé de manière préventive. Le guide évalue d'autre part le temps de réponse d'un clapet anti-retour à 5 secondes.

5.6.5 TPRD

Le [TPRD](#) est un organe de sécurité très important pour protéger un [stockage d'hydrogène comprimé en matériau composite](#) contre le risque d'éclatement en cas d'agression thermique. Néanmoins, les données sur la fiabilité de ce type de dispositif sont assez limitées.

Dans le cadre du projet FireComp³⁹³, les partenaires du projet se sont basés sur les données génériques de fréquence de défaillance de soupapes de sécurité et de disques de rupture issues de la base [NPRD](#). Même si les technologies propres à ces dispositifs sont très différentes de celles d'un TPRD, l'application de ces données aux TPRD a été jugée conservatrice. La valeur de la [probabilité de défaillance à la sollicitation](#) d'un TPRD, pour un feu englobant, a ainsi été estimée à $6 \cdot 10^{-3}$, soit un [niveau de confiance](#) NC=2. Pour un feu partiel, la probabilité de défaillance à la sollicitation du TPRD a été fixée, de manière arbitraire, au double de cette valeur, soit $1,2 \cdot 10^{-2}$ (NC=1).

Le laboratoire Sandia a utilisé une autre approche, basée sur l'analyse des résultats d'essais de feu réalisés sur des réservoirs d'hydrogène³⁹⁴. Les 16 essais recensés ayant tous conduit à l'ouverture du TPRD, les auteurs en ont déduit, par une approche bayésienne, une distribution de probabilité de la défaillance d'un TPRD à la sollicitation. La valeur moyenne obtenue pour cette distribution est égale à $3 \cdot 10^{-2}$ (NC=1). Russo et al.³⁹⁵, dans le cadre du projet HyTunnel, ont considéré cette valeur comme représentative de la fréquence de défaillance d'un TPRD pour un feu partiel.

Ces études suggèrent donc de considérer pour un TPRD un niveau de confiance NC=2 pour un feu englobant et NC=1 pour un feu partiel. Toutefois, ces NC reposent sur très peu d'essais, réalisés sur des réservoirs de petit volume. Il serait clairement nécessaire de conforter ces résultats en acquérant davantage de données sur la fiabilité des TPRD, notamment pour la protection des réservoirs de gros volume de type [tube-trailers](#).

5.6.6 Barrières de sécurité spécifiques aux canalisations de transport

Le guide méthodologique du GESIP pour la réalisation des études de dangers liées aux canalisations de transport³⁸⁵ propose, dans son annexe 8, des valeurs pour les FRR (dénommés « efficacités » dans

³⁹³ Saw, J.L. et al. (2016) The EU FireComp Project and Risk Assessment of Hydrogen Composite Storage Applications using Bow-tie Analysis <https://www.icheme.org/media/11780/hazards-26-paper-43-the-eu-firecomp-project-and-risk-assessment-of-existing-hydrogen-storage-applications-using-bow-tie-analysis.pdf>

³⁹⁴ Ehrhart, B.D., Brooks, D.M., Muna, A.B. and LaFleur C. B. (2020) Risk Assessment of Hydrogen Fuel Cell Electric Vehicles in Tunnels. Fire Technol, 56, pp. 891–912 <https://doi.org/10.1007/s10694-019-00910-z>

³⁹⁵ Russo P. et al. (2022) Report on QRA methodology for tunnels and similar confined spaces, HyTunnel Deliverable 5.3 https://hytunnel.net/wordpress/wp-content/uploads/2022/09/HyTunnel-CS_D5.3_Deliverable_QRA_methodology_final_220227.pdf

le guide) des barrières de sécurité spécifiques aux canalisations (dénommées « mesures compensatoires » dans le guide).

Les efficacités proposées sont applicables par défaut aux mesures compensatoires, à condition qu'elles respectent les spécifications et exigences décrites dans d'autres guides publiés par le GESIP.

Ces efficacités sont a priori indépendantes du fluide transporté, et sont donc applicables aux canalisations de transport d'hydrogène. Quelques exemples sont indiqués dans le Tableau 22.

Mesure compensatoire (= barrière de sécurité)	Facteur de risque (= cause)	Efficacité (= FRR)
Épaisseur de tube supérieure à l'épaisseur « travaux de tiers »	Travaux de tiers	0,01
Protection mécanique par dalle, gaine ou enrobage béton	Travaux de tiers	0,01
Programme de contrôle de la qualité de la protection cathodique	Corrosion externe	0,2
Inspection par campagne de mesures électriques de surface et fouilles associées	Corrosion externe	0,1

Tableau 22 : Efficacités des mesures compensatoires (canalisations de transport)

Le guide EDD du GESIP faisant l'objet de révisions régulières, il est recommandé au lecteur de se reporter à la version en vigueur de ce guide, afin de s'assurer de la validité des valeurs reportées dans le présent paragraphe.

6 L'EVALUATION DES EFFETS DES PHENOMENES DANGEREUX LIES A L'HYDROGENE

6.1 PREAMBULE

L'évaluation des effets des phénomènes dangereux susceptibles de survenir en cas d'accident est une étape essentielle de [la démarche de maîtrise des risques](#) liés à un système hydrogène.

Les [phénomènes dangereux associés à l'hydrogène](#) mettent en jeu un ensemble de processus physiques plus ou moins complexes. Pour modéliser ces phénomènes, il est utile de les décomposer en phases successives.

La plupart des phénomènes sont composés de trois grandes phases :

- une perte de confinement, qui peut revêtir la forme d'une [fuite accidentelle](#) ou d'un [éclatement](#) ;
- la dispersion de l'hydrogène dans l'air et la formation d'un mélange inflammable. Cette dispersion s'opère de manière différente selon l'environnement (milieu ouvert ou confiné, présence ou non d'obstacles, nombre d'ouvertures en cas de milieu confiné) ;
- l'inflammation et la combustion, plus ou moins rapide, de ce mélange.

La Figure 97 donne une vue d'ensemble des phases qui composent les phénomènes dangereux associés à l'hydrogène gazeux³⁹⁶.

Le présent chapitre vise à décrire la phénoménologie associée à chacune de ces phases, à présenter quelques modèles utilisés pour décrire les processus physiques sous-jacents, et à fournir quelques ordres de grandeurs de résultats d'applications de ces modèles, basés sur des scénarios accidentels représentatifs de systèmes hydrogène.

Notons que la plupart des processus physiques et modèles décrits dans ce chapitre ne sont pas spécifiques à l'hydrogène. Néanmoins, les particularités de l'hydrogène, notamment le fait qu'il s'agisse d'un [gaz très léger](#), [fortement réactif](#) et [opéré à des pressions souvent importantes](#) aboutissent, à conditions de rejets égales, à une phénoménologie et à des effets pouvant être différents.

Précisons enfin que le contenu de ce chapitre est essentiellement adapté à des rejets à partir d'équipements de surface. Les rejets émanant de canalisations enterrées présentent d'autres spécificités (cratère, modification du débit de fuite, entrainement d'air, etc.).

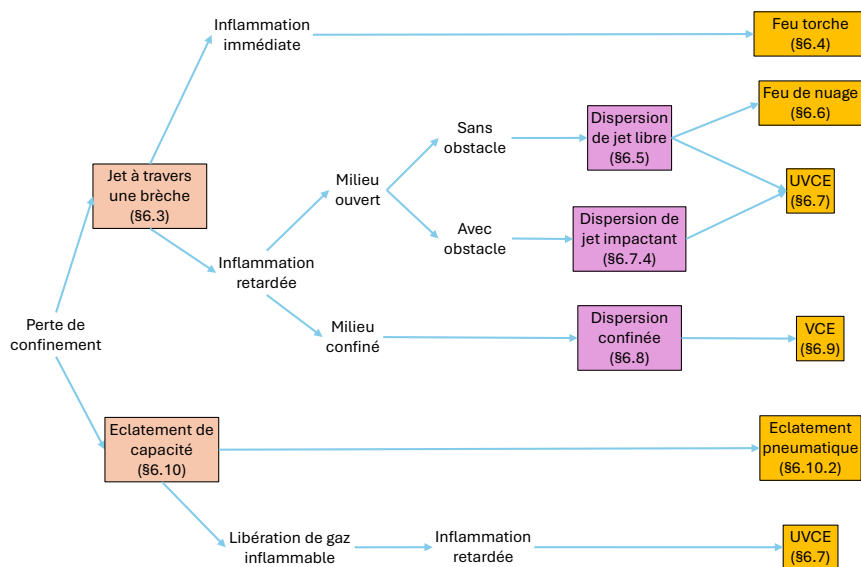


Figure 97 : Processus physiques conduisant aux phénomènes dangereux associés à l'hydrogène. A chaque processus est associée une phase de modélisation, décrite dans les paragraphes indiqués entre parenthèses. Seuls les phénomènes potentiellement dimensionnants sont représentés ici.

³⁹⁶ La [boule de feu](#) n'est pas abordée dans ce chapitre car ses effets ne sont généralement pas dimensionnants et donc, rarement modélisés dans les études de risques liés à l'hydrogène.

6.2 QUELS SONT LES APPROCHES ET OUTILS DE MODELISATION DES PHENOMENES DANGEREUX LIES A L'HYDROGENE ?

L'évaluation des effets des phénomènes dangereux liés à l'hydrogène peut faire appel à des approches de modélisation très différentes tant sur le plan de la complexité que des ressources nécessaires, de la précision et de la rapidité d'obtention des résultats.

Globalement, trois grandes catégories d'approches sont disponibles³⁹⁷.

- les modèles phénoménologiques : il s'agit d'approcher la physique des phénomènes par des modèles, analytiques ou empiriques, qui expriment les grandeurs physiques des phénomènes en fonction des facteurs les plus influents. Ces modèles, généralement simples à utiliser et peu coûteux, imposent des hypothèses simplificatrices et ne sont adaptés qu'à des configurations géométriques simples. Ils permettent d'obtenir des résultats rapides, sous réserve que la configuration cible reste dans le domaine de validité des modèles. Leurs résultats sont souvent majorants. Un ensemble de modèles phénoménologiques adaptés à l'hydrogène est disponible, par exemple, sur les plateformes e-laboratoire³⁹⁸ ou PRIMARISK³⁹⁹.
- les modèles intégraux : il s'agit d'approches qui restent simplifiées mais qui prennent en compte des mécanismes physiques non considérés dans les modèles phénoménologiques, par exemple les effets spécifiques de la turbulence atmosphérique. Ces modèles sont plus longs à mettre en œuvre que des modèles phénoménologiques, pour des résultats, en revanche, plus précis. Ils ne sont pas toujours adaptés à des configurations géométriques réelles, et comme pour tous modèles, il est important de s'assurer que la configuration cible est bien dans le domaine de validité de l'outil. Parmi les outils intégraux permettant la mise en œuvre de modèles intégraux adaptés à l'hydrogène, figurent par exemple les outils PHAST⁴⁰⁰ et HYRAM³⁷².
- les modèles CFD : ils consistent à résoudre numériquement le système d'équations décrivant le mouvement des fluides au cours du développement du phénomène (systèmes d'équations de Navier-Stokes). Ces équations sont résolues dans un domaine discrétisé (maillé) tridimensionnel, et permettent de déterminer les grandeurs physiques recherchées en tous points du maillage et, pour certaines approches, au cours du temps. Plus coûteux en ressources et en temps calculs, ces modèles sont typiquement adaptés pour modéliser des écoulements dans des configurations complexes : présence d'obstacles, direction du vent indépendante de la direction de rejet, fuites de courte durée assimilables à des bouffées, etc. Parmi les outils permettant la modélisation CFD des phénomènes impliquant l'hydrogène, on peut citer par exemple les codes FDS⁴⁰¹, OPENFOAM^{402,403} et FLACS⁴⁰⁴.

Le choix de l'une ou l'autre de ces approches doit être proportionné aux enjeux, à la complexité de la configuration à représenter et au niveau de précision souhaité. Dans tous les cas, comme indiqué précédemment, il convient de s'assurer que la configuration modélisée est bien dans le domaine d'application du modèle.

Ce chapitre présente des illustrations d'évaluation, en ordre de grandeur, des effets des phénomènes dangereux associés à l'hydrogène, sans rentrer dans des développements trop spécifiques ou trop complexes.

³⁹⁷ Ineris (2016) Guide de Bonnes Pratiques pour la réalisation de modélisations 3D pour des scénarios de dispersion atmosphérique en situation accidentelle, rapport DRA-15-148997-06852A

https://aida.ineris.fr/sites/aida/files/guides/Guide_Bonnes_Pratiques_V2.0_sans_suivi_1.pdf

³⁹⁸ E-laboratoire <https://elab.hysafer.ulster.ac.uk>

³⁹⁹ PRIMARISK <https://primarisk.ineris.fr/>

⁴⁰⁰ <https://www.dnv.com/software/services/plant/consequence-analysis-phast/>

⁴⁰¹ https://www.sabalcore.com/vertical-markets/engineering/fds-smv/?gad_source=1&qclid=Cj0KCQiA3sq6BhD2ARIsAJ8MRwUdPtLJKtV7TqibsDqostlCVpiADSO8XnhMAC_sngF1u9EtecPrW_poaAop7EALw_wcB

⁴⁰² <https://www.openfoam.com>

⁴⁰³ Keenan, J.J., Makarov, D.V. & Molkov, V.V. Modelling and simulation of high-pressure hydrogen jets using H2FC european cyber-laboratory, ICHS 2015. https://h2tools.org/sites/default/files/2019-08/paper_247.pdf

⁴⁰⁴ Holborn P.G. (2020) Modelling hazardous distances for large-scale liquid hydrogen pool releases, International Journal of Hydrogen Energy, 45, 43, pp. 23851-23871 <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.06.131>

6.3 COMMENT MODELISER LE TERME SOURCE ASSOCIE A UNE FUITE D'HYDROGENE ?

6.3.1 Notion de terme source

La première étape de modélisation d'un phénomène dangereux occasionné par une fuite accidentelle d'hydrogène consiste à déterminer les caractéristiques du jet en sortie de fuite : débit, vitesse, température, durée, etc. Ces grandeurs constituent ce que l'on appelle le terme source, c'est-à-dire l'ensemble des données d'entrée nécessaires au modèle de dispersion.

Ces grandeurs peuvent être constantes, dans le cas d'un jet stationnaire, ou varier au cours de la fuite, du fait de la diminution progressive de la quantité de gaz au sein de l'équipement (et donc de la pression interne), ou du fait de l'isolement de la fuite, par la fermeture d'une vanne par exemple.

6.3.2 Représentation simplifiée d'un jet d'hydrogène

Un jet accidentel d'hydrogène, qu'il soit lié à une fuite ou à l'activation d'un dispositif de décompression (soupape, disque de rupture, TPRD), est un phénomène complexe qui peut être représenté par un modèle constitué d'un réservoir sous pression (représentant l'équipement), doté d'un orifice (représentant la brèche ou la buse), par lequel le gaz s'écoule sous l'effet de la différence de pression entre le réservoir et l'extérieur (Figure 98). Dans une approche conservatrice, la brèche est généralement considérée comme circulaire, car c'est la forme qui maximise le débit.

La dynamique d'éjection d'un gaz dans une telle situation a été intensivement étudiée, par des approches théoriques et expérimentales. Ces travaux ont mis en lumière deux régimes d'écoulement, en fonction du rapport de pression entre l'intérieur et l'extérieur de l'équipement :

- un régime subsonique (ou détendu), dans lequel la pression du gaz en sortie de brèche, P_2 , est égale à la pression ambiante, P_a , et où la vitesse d'écoulement en sortie de brèche, u_2 , est inférieure à la vitesse de propagation du son u_s dans ce gaz⁴⁰⁵ (Figure 98a). Dans ce régime, le gaz se dilue dans l'air dès sa sortie⁴⁰⁶, par entraînement de l'air ambiant dans un mouvement tourbillonnaire ;
- un régime supersonique (ou sous-détendu), dans lequel la pression du gaz en sortie de brèche, P_2 , est supérieure à la pression ambiante P_a et où la vitesse d'écoulement, u_2 , est « limitée » à la vitesse de propagation du son dans le gaz éjecté. Le gaz se détend alors dans une succession d'ondes de chocs, jusqu'à une certaine distance x_m de la brèche, où il retrouve une pression ambiante et une structure d'écoulement subsonique²⁰⁰ (Figure 98b). Dans la zone dite d'expansion, où l'écoulement est choqué, les grandeurs physiques (pression, vitesse, température) varient fortement et de manière discontinue. La vitesse du jet peut largement y dépasser la vitesse du son. Dans cette zone, aucune dilution du gaz n'est possible⁴⁰⁷. Une dilution dans l'air ne s'opère qu'après la zone d'expansion.

La pression critique au sein de l'équipement, P_c , à partir de laquelle l'écoulement passe d'un régime subsonique à un régime supersonique est :

$$P_c = P_a \left(\frac{\gamma+1}{2} \right)^{\frac{\gamma}{\gamma-1}} \quad (7)$$

où γ est le coefficient adiabatique du gaz⁴⁰⁸. Ce coefficient varie assez peu d'un gaz à l'autre⁴⁰⁹. Dans le cas de l'hydrogène, $\gamma=1,4$, de sorte que la pression critique se situe à environ 1,9 bar. La pression

⁴⁰⁵ soit environ 1300 m/s pour l'hydrogène pur dans les conditions normales de température et de pression

⁴⁰⁶ plus exactement à la sortie du « cône à potentiel », zone située juste à la sortie de la brèche et dans laquelle la vitesse du gaz reste constante.

⁴⁰⁷ Le mélange entre couches fluides n'est possible que si leurs vitesses respectives sont inférieures aux vitesses du son dans ces deux milieux

⁴⁰⁸ Le coefficient adiabatique d'un gaz est le rapport de sa chaleur spécifique à pression constante, C_p , sur sa chaleur spécifique à volume constant, C_v

⁴⁰⁹ Il est généralement compris entre 1,2 et 1,7

de service des équipements mettant en œuvre de l'hydrogène étant généralement bien supérieure à cette valeur, la plupart des rejets accidentels d'hydrogène ont un caractère supersonique.

L'écoulement au sein de la zone d'expansion étant complexe et fortement discontinu, sa modélisation nécessite une approche 3D avec un maillage très fin et des schémas spécifiques permettant de capturer les chocs. Une approche plus simple consiste à ne pas modéliser explicitement l'écoulement du gaz dans la zone d'expansion et à ne déterminer les conditions du gaz qu'à la fin de la zone d'expansion. Le problème est alors ramené à celui d'un jet détendu issu d'une brèche fictive (ou effective), situé à l'abscisse x_m , de diamètre d_e (correspondant à la section du jet à la fin de la zone d'expansion) et où les conditions du gaz sont déterminées sur la base de lois de conservation entre la brèche et la brèche fictive (Figure 98b). Il existe plusieurs modèles de brèches fictives, certains supposant par exemple la conservation de la masse et de l'entropie (détente isentropique), d'autres la conservation de la masse et de l'énergie (détente isenthalpique), etc. C'est à partir de cette brèche fictive qu'est généralement réalisé le calcul de dispersion dans le cas d'un jet supersonique.

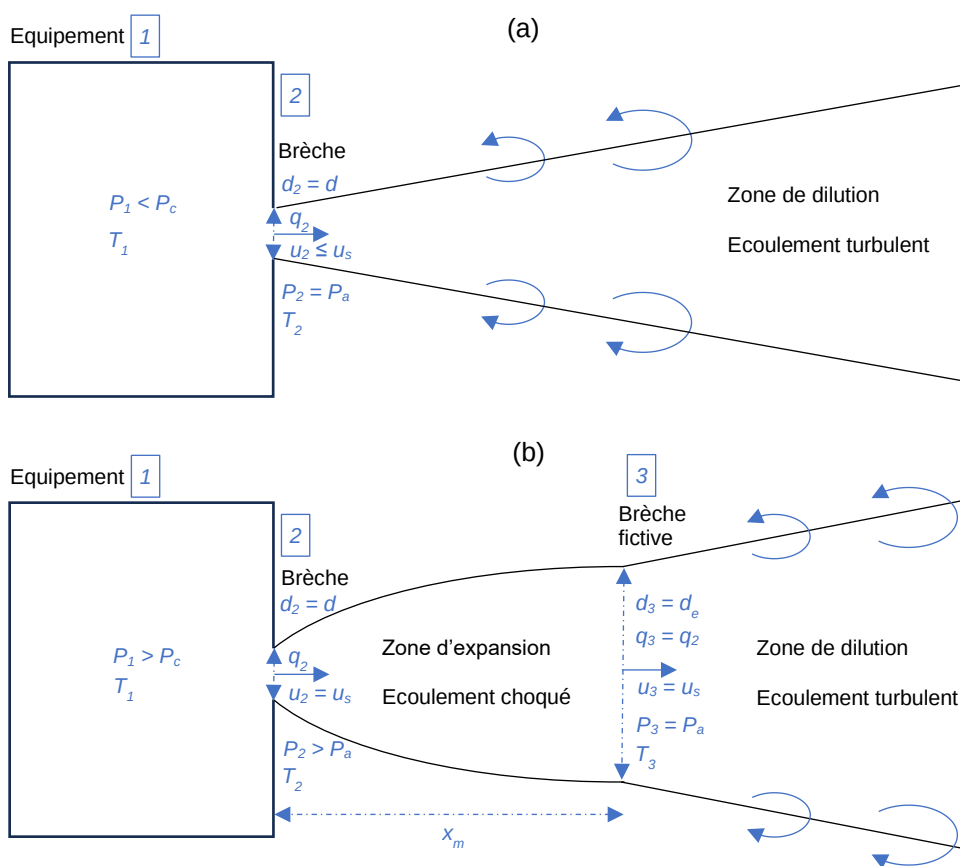


Figure 98 : Représentation simplifiée (a) d'un jet subsonique et (b) d'un jet supersonique
 d = diamètre de la brèche, u = vitesse d'écoulement, q = débit massique, P = pression, T = Température. Les indices correspondent aux conditions du gaz 1 : dans l'équipement, 2 : à la sortie de la brèche, 3 : au niveau de la brèche fictive. u_s = vitesse du son dans le gaz, d_e = diamètre d'expansion, P_a = pression ambiante, P_c = pression critique, x_m = distance à la brèche de la fin de la zone d'expansion

6.3.3 Modèles analytiques du terme source d'un jet d'hydrogène

Plusieurs modèles analytiques ont été établis pour déterminer, dans le cas d'un jet gazeux, les conditions (pression, vitesse, masse volumique, débit, température) en sortie de brèche ([réelle ou fictive](#)) en fonction des conditions de pression et de température au sein de l'équipement^{200,410}.

Les deux modèles les plus couramment utilisés dans le contexte de l'hydrogène sont :

- le modèle issu des travaux de Birch et al.^{411,412} (basé sur une hypothèse de gaz parfait) adapté ensuite par Schefer et al.¹⁶⁷ (pour un gaz répondant à la [loi d'Abel-Noble](#)) ;
- le modèle proposé par Molkov, dont les formulations peuvent être retrouvées dans son ouvrage de 2012²⁰⁰.

La présentation des expressions analytiques fournies par ces deux modèles pour chaque grandeur du gaz (vitesse, pression, température, etc.) sort du cadre du présent document. Toutefois, il est intéressant d'explicitier l'expression du débit de fuite, afin de mettre en évidence les facteurs les plus influents. L'expression fournie ci-après est celle adaptée du modèle de Birch et al., mais les conclusions tirées au sujet des paramètres influents seraient les mêmes pour d'autres modèles de jet.

Un calcul du débit d'un jet de gaz en sortie de brèche, adapté du modèle de Birch et al., est proposé dans l'annexe B de la norme NF EN 60079-10-1⁴¹³ et donné par l'expression suivante :

$$q_2 = C_d S \psi P_1 \sqrt{\gamma \frac{M}{Z R T_1} \left(\frac{2}{\gamma+1} \right)^{\frac{\gamma+1}{\gamma-1}}} \quad (8)$$

avec :

- $\psi = 1$ dans le cas d'un jet supersonique ;
- $\psi = \sqrt{\frac{2}{\gamma-1} \left(\frac{\gamma+1}{2} \right)^{\frac{\gamma+1}{\gamma-1}} \left(\frac{P_a}{P_1} \right)^{\frac{2}{\gamma}} \left[1 - \left(\frac{P_a}{P_1} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} \right]}$ dans le cas d'un jet subsonique

où :

- q_2 est le débit massique de gaz en sortie de brèche en kg/s ;
- C_d est le coefficient de décharge, qui exprime les pertes de charges liées au passage de la brèche et qui dépend notamment de la forme de la brèche et de la vitesse d'écoulement. Ce facteur est généralement compris entre 0,6 et 1 ;
- S est la surface de la brèche en m². Pour une brèche circulaire : $S = \pi.d^2/4$ (d diamètre en m) ;
- Z est le facteur de compressibilité du gaz, qui dépend de la pression, de la température et de la nature du gaz. Des tables, ou des formules analytiques, établissant les valeurs de Z pour chaque gaz en fonction de la pression et de la température, sont fournies dans la littérature ;
- P_1 est la pression au sein de l'équipement en Pa ;
- T_1 est la température au sein de l'équipement en K ;
- P_a est la pression ambiante (10⁵ Pa dans les conditions normales de pression) ;
- γ est le coefficient adiabatique du gaz ($\gamma = 1,4$ dans le cas de l'hydrogène) ;
- M est la masse molaire du gaz ($M = 2,016$ g/mol pour l'hydrogène) ;
- R est la constante des gaz parfaits (8,314 Pa.m³.mol⁻¹.K⁻¹).

En appliquant ce modèle à l'hydrogène et en considérant que celui-ci se comporte selon la [loi d'Abel-Noble](#), c'est-à-dire :

⁴¹⁰ Ineris (2006) Omega 19 - Détermination des grandeurs caractéristiques du terme source nécessaires à l'utilisation d'un modèle de dispersion atmosphérique des rejets accidentels <https://www.ineris.fr/fr/omega-19-determination-grandeurs-caracteristiques-terme-source-necessaires-utilisation-modele>

⁴¹¹ Birch, A.D., Brown, D. R., Dodson, M. G., & Swaffield, F. (1984). The structure and concentration decay of high-pressure jets of natural gas. Combustion Science and technology, 36(5-6), 249-261 <https://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/00102208408923739>

⁴¹² Birch, A. D., Hughes, D. J., & Swaffield, F. (1987). Velocity decay of high-pressure jets. Combustion science and technology, 52(1-3), 161-171 <https://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/00102208708952575>

⁴¹³ Norme 60079-10-1 Atmosphères explosives - Partie 10-1 : classement des emplacements - Atmosphères explosives gazeuses

$$\rho = \frac{P_1 M}{Z R T_1} \text{ avec } Z = 1 + \frac{b P_1}{R T_1} \quad (9)$$

l'expression (8) devient :

$$q_2 = C_d S \psi P_1 \sqrt{\gamma \frac{M}{R T_1 + b P_1} \left(\frac{2}{\gamma + 1} \right)^{\frac{\gamma + 1}{\gamma - 1}}} \quad (10)$$

où b est le covolume ($b = 2,65 \cdot 10^{-5} \text{ m}^3 \cdot \text{mol}^{-1}$ dans le cas de l'hydrogène) ;

La Figure 99 présente les débits de fuite, massique et volumique, calculés à partir de l'expression (10), en fonction de la pression, du diamètre de la brèche et du coefficient de décharge. Le débit volumique, Q_3 (ramené aux conditions ambiantes de température et de pression), est déduit du débit massique q_3 par la relation $Q_3 = q_3 / \rho_3 = q_2 / \rho_3$, où ρ_3 est la masse volumique de l'hydrogène dans les conditions ambiantes.

Il apparaît que le paramètre qui influe le plus sur le débit du jet est le diamètre de la brèche. En effet, le débit est proportionnel à la surface S de la brèche, c'est-à-dire au carré de son diamètre d . Dès lors, une légère sous-estimation du diamètre de la brèche peut conduire à une large sous-estimation du débit de fuite et donc, des effets des phénomènes dangereux subséquents. Les autres paramètres les plus influents sont la pression, P_1 , paramètre sur lequel il y a généralement moins d'incertitude, et le coefficient de décharge, C_d , qui est typiquement compris entre 0,6 et 1 (Figure 99).

Ce modèle, comme ses variantes, met donc en lumière la forte dépendance du débit de fuite au choix de certains paramètres, notamment de la section (ou du diamètre) de la brèche. Il revient à l'analyste de l'estimer, en fonction du scénario de fuite considéré, en essayant de rester conservatif.

Pour certains scénarios, tels que la rupture franche d'une tuyauterie, l'arrachement d'un flexible ou le rejet issu d'un dispositif de décompression ([soupape](#), [disque de rupture](#), [TPRD](#)), le diamètre de fuite est directement donné par le diamètre interne de l'équipement (ou de l'orifice du dispositif de décompression). En revanche, pour les fuites qui ne s'étendent que sur une partie de la section de l'équipement, l'estimation de leur surface (ou de leur diamètre) est beaucoup plus délicate.

Pour y aider, la norme NF EN 60079-10-1⁴¹³ (Tableau B.1) propose des valeurs caractéristiques de surfaces de brèche pour certains scénarios de fuite et certains types de composants (brides, raccords, soupapes). Ces valeurs sont toutefois limitées à des fuites de taille modeste, typiquement destinées au [zonage ATEX](#), et ne sont pas adaptées à des fuites accidentelles majeures. Les bases de données du RIVM ([RMBRA](#)) ou du laboratoire [SANDIA \(HYRAM\)](#) permettent, quant à elles, d'accéder à des distributions de tailles de fuites par type d'équipement, mais ne font pas explicitement le lien avec les scénarios de fuite correspondants.

Il existe donc un fort besoin, à l'heure actuelle, de disposer de tailles caractéristiques de brèche pour un large éventail de scénarios de fuite et de conditions opératoires, spécifiques aux composants couramment déployés dans les systèmes hydrogène.

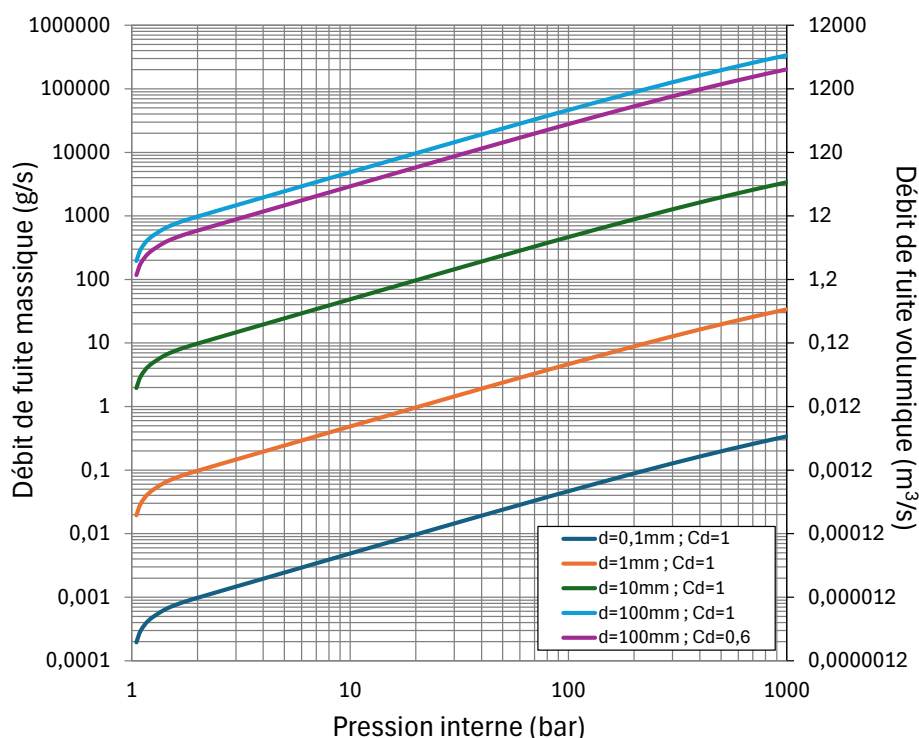


Figure 99 : Débit de fuite, volumique et massique, prédit par le modèle cité dans la norme NF EN 60079-10-1⁴¹³, en fonction de la pression, du diamètre de la brèche, d , et du coefficient de décharge, C_d . Le comportement de l'hydrogène au sein de l'équipement est supposé décrit par la [loi d'Abel-Noble](#) et la température au sein de l'équipement est supposée ambiante (20°C)

6.3.4 Applications numériques

Pour illustrer l'influence des différents paramètres et à titre d'exemple, pour un rejet de 200 bar, le débit passe d'environ 0,01 g/s à près 1 kg/s lorsque la taille de fuite varie de 0,1 à 10 mm. Pour un orifice de 1 mm, le débit passe d'environ 1,5 g/s pour une pression de 30 bar à plus de 25 kg/s pour une pression de 700 bar.

6.4 COMMENT MODELISER UN FEU TORCHE D'HYDROGENE ?

La description générale de la phénoménologie d'un [feu torche](#) et de ses approches de modélisation sont traitées dans de nombreux documents, notamment le rapport Omega 8 de l'Ineris⁴¹⁴. La présente section se concentre sur les feux torches d'hydrogène : leur phénoménologie, leurs dimensions et leurs effets thermiques.

6.4.1 Phénoménologie d'un feu torche d'hydrogène

La Figure 100 présente la structure interne d'une flamme issue d'un jet de gaz inflammable ; celle-ci vaut en particulier pour un feu torche d'hydrogène.

⁴¹⁴ Ineris (2014) Omega 8 – Feu torche <https://www.ineris.fr/fr/omega-8-feu-torche>

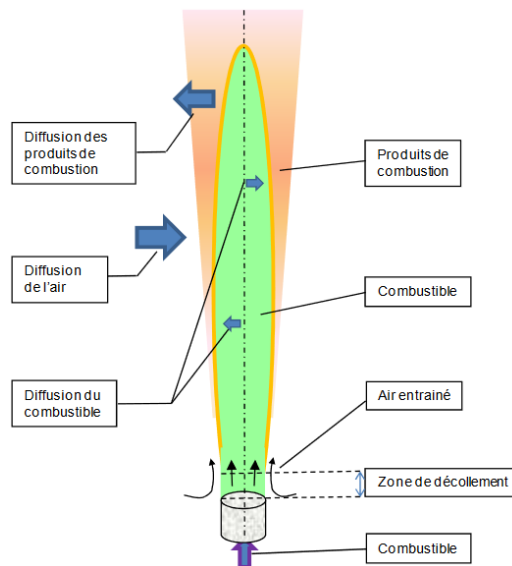


Figure 100 : Caractéristiques d'une flamme d'hydrogène⁴¹⁴

Lorsque l'hydrogène est éjecté de la brèche et se mélange à l'air par l'effet d'entraînement et de diffusion, cela forme une zone de mélange inflammable. La combustion de cette zone, amorcée par une [source d'inflammation](#)⁴¹⁵, génère majoritairement de la chaleur et de la vapeur d'eau⁴¹⁶. La flamme est entretenue par la diffusion de l'hydrogène (carburant), qui migre vers la flamme d'un côté, et par la diffusion de l'air (comburant) qui vient de l'extérieur. Les produits de combustion sont diffusés vers l'extérieur.

Le scénario de feu torche modélisé dans les études réglementaires associées aux systèmes hydrogène est généralement celui issu d'un jet libre horizontal traversant une brèche circulaire, qui est le scénario dimensionnant en termes de distances d'effets thermiques.

La longueur de la flamme dépend de la vitesse du jet à la brèche, qui détermine le régime d'écoulement (Figure 101). A faible vitesse, c'est-à-dire en régime laminaire (correspondant pour l'hydrogène à un nombre de Reynolds⁴¹⁷ $< 2\,000$), la longueur de la flamme augmente avec la vitesse du jet. Lorsque l'écoulement devient turbulent, la flamme se plisse et se réduit en longueur. A forte vitesse, notamment en [régime supersonique](#), la flamme se décolle de la brèche, le mélange n'étant pas suffisant en champ proche pour obtenir une zone inflammable. Enfin, à un certain seuil de vitesse, la flamme est soufflée.

⁴¹⁵ La concentration d'un jet d'hydrogène étant [plus élevée sur l'axe du jet](#), l'amorçage tend à s'effectuer au centre du jet plutôt que sur les bords.

⁴¹⁶ D'autres composés peuvent être présents selon la pureté de l'hydrogène et la présence d'autres substances

⁴¹⁷ Le nombre de Reynolds est un nombre sans dimension qui exprime le rapport entre les forces d'inertie et les forces de viscosité. Il s'écrit : $Re = u \cdot d / \mu$ où u (m/s) est la vitesse d'écoulement à la brèche, μ (m²/s) est la viscosité dynamique du gaz et d (m) est le diamètre de la brèche.

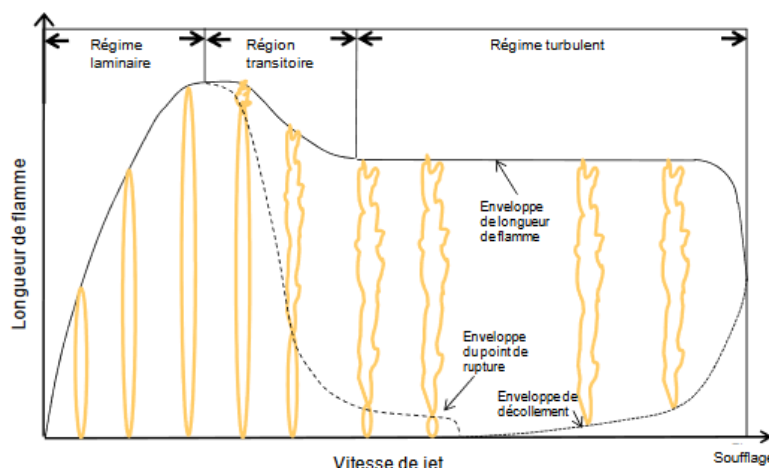


Figure 101 : Longueur de la flamme en fonction de la vitesse du jet⁴¹⁴

6.4.2 Evaluation des dimensions de la flamme

Depuis les années 1940⁴¹⁸, de nombreux modèles visant à déterminer la longueur de la flamme émanant de jets libres de gaz inflammables ont été proposés, pour différents régimes d'écoulement⁴¹⁴ : subsonique (laminaire ou turbulent) ou supersonique. Ces modèles ont établi, sur la base de mesures expérimentales, des corrélations empiriques entre la longueur (visible⁴¹⁹) de la flamme, L_F , et diverses caractéristiques du jet : diamètre de la brèche, débit massique, nombre de Froude, etc.

En ce qui concerne l'hydrogène, plusieurs modèles ont été proposés^{167,200,420}. L'un des plus utilisés est celui établi par Schefer et al.¹⁶⁷, sur la base de travaux de Delichatsios⁴²¹. Non détaillé ici, ce modèle exprime la longueur de la flamme en fonction du nombre de Froude et du diamètre de la brèche fictive.

Ce modèle a été remis en cause par Molkov²⁰⁰, qui a proposé deux modèles alternatifs. Le premier exprime la longueur de flamme en fonction du diamètre de la brèche (réelle) et du débit massique du jet en sortie de brèche. Ce modèle propose deux corrélations (Figure 102a) : une corrélation la mieux ajustée aux mesures, et une corrélation prudente, où la longueur de flamme est majorée de 50% par rapport à la première corrélation. Dans une démarche conservative, c'est la corrélation prudente qui est généralement retenue dans les évaluations de risques.

Le deuxième modèle de Molkov²⁰⁰, plus élaboré, exprime la longueur de la flamme en fonction du diamètre de la brèche (réelle), de la vitesse du jet et de la masse volumique de l'hydrogène en sortie de brèche. Ce deuxième modèle se compose de trois segments (Figure 102b), tous majorants par rapport aux mesures, et correspondant à trois régimes d'écoulement : un régime subsonique dominé par les forces de flottabilité (à gauche), un régime subsonique dominé par les forces d'inertie (au milieu) et un régime supersonique (à droite). Enfin, il convient de souligner que plusieurs autres corrélations ont été publiées, par exemple celle proposée par Ekoto⁴²² basée sur une campagne expérimentale à grande échelle.

Les caractéristiques du gaz à la brèche servant de données d'entrée pour ces modèles (débit massique, vitesse du jet, masse volumique, vitesse du son⁴²³) peuvent être déterminées à partir d'un modèle de

⁴¹⁸ Hawthorne, W.R., Weddell, D.S. and Hottel H.C. (1949) Mixing and combustion in turbulent gas jets, Third International Symposium on Combustion, Flame and Explosion Phenomena, pp. 266–288, Baltimore, USA.

⁴¹⁹ Pour une flamme d'hydrogène, le rapport de la longueur visible sur la longueur infra-rouge est de 0,88 et celui de la longueur ultra-violet sur la longueur infra-rouge est de 0,78 (Schefer et al., 2006, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2005.11.020>).

⁴²⁰ Mogi T. & Origuchi, S. (2009) Experimental study on the hazards of high-pressure hydrogen jet diffusion flames, Journal of Loss Prevention in the Process Industries, 22, 1 <https://doi.org/10.1016/j.jlp.2008.08.006>

⁴²¹ Delichatsios, M.A. (1993) Transition from momentum to buoyancy-controlled turbulent jet diffusion flames and flame height relationships, Combustion and Flame, 92, 4. [https://doi.org/10.1016/0010-2180\(93\)90148-V](https://doi.org/10.1016/0010-2180(93)90148-V)

⁴²² Ekoto, I.W., Ruggles, A.J., Creiz, L.W. and Li, J.X. (2014) Updated jet flame radiation modeling with buoyancy corrections, I. J. Hydrogen Energy, 39, 35, 20570-20577 <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.03.235>

⁴²³ La vitesse de propagation du son dans l'hydrogène en sortie de brèche, notée C_N dans la Figure 102b, dépend des autres grandeurs du gaz : $C_N = \sqrt{\gamma P / \rho} = \sqrt{\gamma R T / M}$

[terme source de jet d'hydrogène sous pression](#), tel que celui proposé par Molkov²⁰⁰ et intégré dans l'outil e-laboratoire³⁹⁸.

Molkov²⁰⁰ a également cherché à déterminer à quelle valeur de concentration d'un [jet d'hydrogène non-enflammé](#) correspondait la pointe de la flamme. Il a établi que celle-ci coïncidait avec une concentration volumique d'hydrogène comprise entre 8% et 16%, avec un meilleur ajustement à 11%.

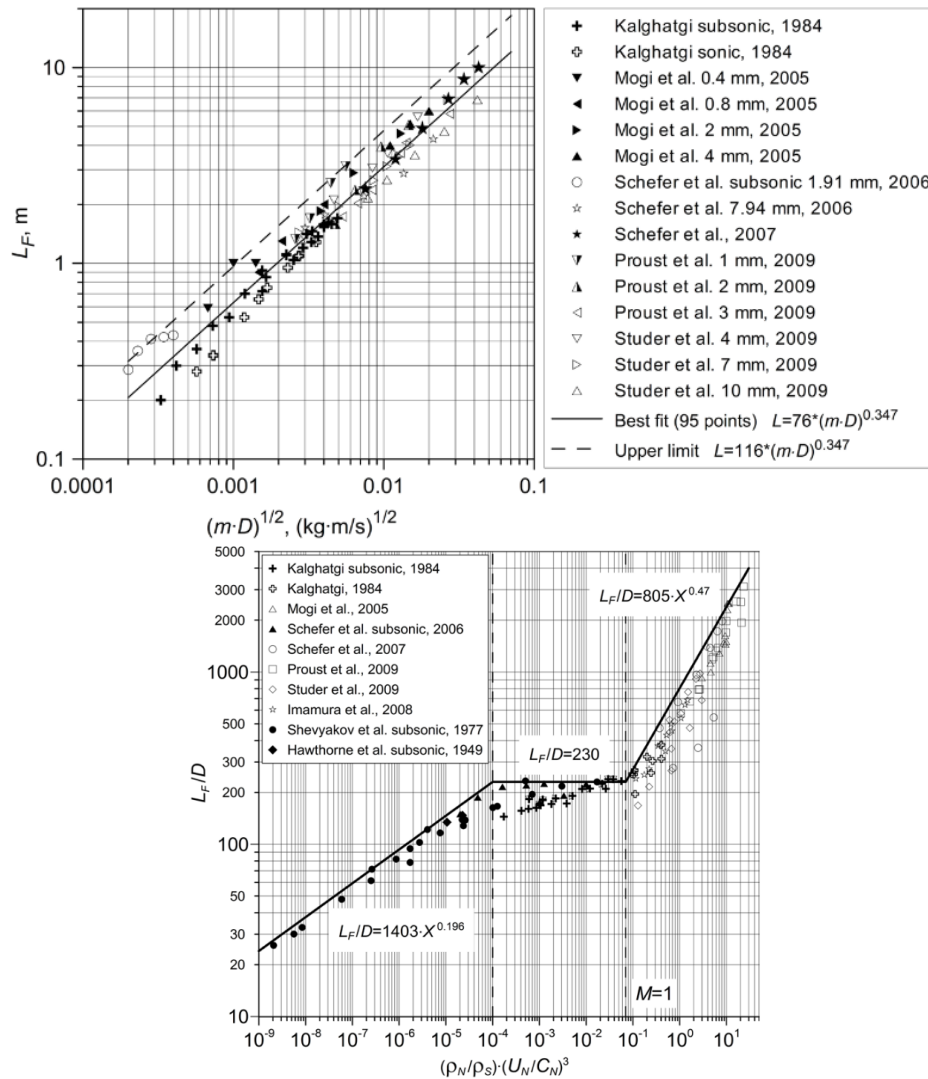


Figure 102 : Modèles de longueur de flamme (a) en fonction du diamètre D de la brèche et du débit massique en sortie de brèche (ici noté m) et (b) en fonction du diamètre D de la brèche et d'un nombre sans dimension représentatif des conditions du jet à la brèche. ρ_N est la masse volumique de l'hydrogène à la brèche, ρ_S est la masse volumique de l'air ambiant, U_N est la vitesse du jet à la brèche et C_N est la vitesse du son dans les conditions de l'hydrogène à la brèche²⁰⁰

Il ressort des deux modèles de Molkov²⁰⁰, comme de celui de Schefer et al.¹⁶⁷, que la longueur de la flamme est directement proportionnelle au diamètre de la brèche. Ceci met en relief, comme pour [l'évaluation du débit](#) ou [du volume inflammable d'un jet non-enflammé](#), l'importance du choix du diamètre de brèche dans l'évaluation de la longueur de flamme et donc, des distances d'effets associées. Cela renforce également l'importance de minimiser le diamètre interne des tuyauteries et des orifices de décompression, afin de limiter les risques.

Au-delà de la longueur de la flamme, Schefer et al.¹⁶⁷ ont également fourni, sur la base de mesures expérimentales, une évaluation de la largeur d'une flamme d'hydrogène. Celle-ci peut être estimée à $0,17 \cdot L_f$, soit environ 1/6 de sa longueur.

Enfin, notons que la forme de la flamme peut être significativement modifiée dans le cas où elle longe ou rencontre un obstacle (sol, paroi, etc.).

6.4.3 Evaluation du flux thermique émis par la flamme

La chaleur produite par un feu torche d'hydrogène se propage dans l'environnement à la fois par convection et par radiation (Figure 103). La flamme d'hydrogène a la particularité d'être peu rayonnante : sa fraction radiative se situe entre 7 et 15%^{167,424}. L'essentiel de la chaleur produite par la flamme se propage donc par convection.

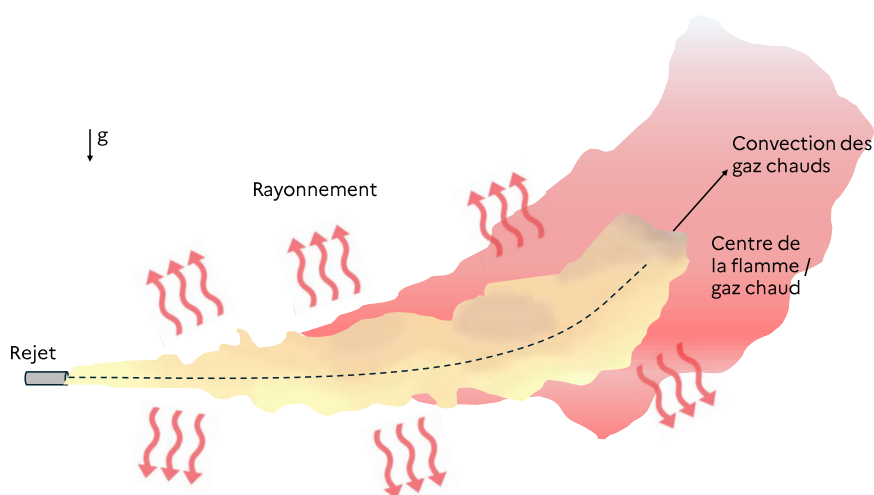


Figure 103 : Effets thermiques associés à un feu torche

Ceci se traduit par une décroissance assez lente de la température, comme le montre la Figure 104. Une température non dommageable pour l'homme (considérée ici à 70°C) n'est atteinte qu'à une distance d'environ 3,5 fois la longueur de la flamme. Molkov a montré que des effets graves voire très graves pour l'homme pouvaient être générés, dans l'axe de la flamme, jusqu'à des distances dépassant la distance à la LIE²⁰⁰.

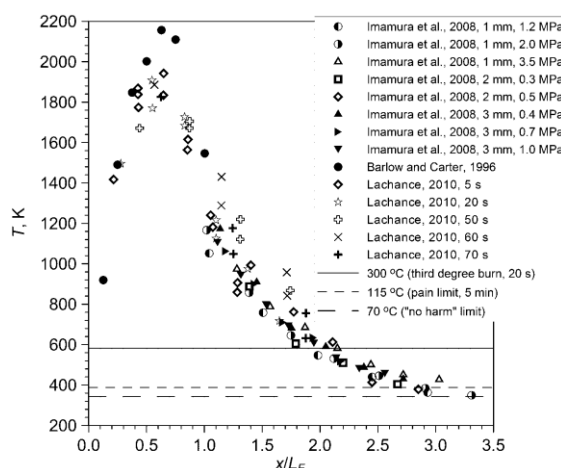


Figure 104 : Evolution de la température le long de l'axe d'une flamme d'hydrogène²⁰⁰

⁴²⁴ Studer E. et al. (2009) Properties of large-scale methane/hydrogen jet fires. International Journal of Hydrogen Energy 34, pp.9611-9619 <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2009.09.024>

Dans une étude réglementaire, ce sont toutefois les effets radiatifs sur la base desquels sont généralement évaluées les distances aux seuils des effets irréversibles (EI), létaux (EL) et létaux significatifs (ELS). Ces seuils sont rappelés dans le Tableau 3 et peuvent s'exprimer, selon la durée du rejet (inférieure ou supérieure à 120s) sous forme de dose thermique ou de flux thermique.

L'approche la plus courante pour évaluer les effets radiatifs sur l'environnement est la méthode dite de la flamme solide. Cette méthode assimile la flamme à un volume géométrique idéalisé (cylindre, tronc de cône, ou formes plus complexes) dont les surfaces rayonnent avec, pour nombre de modèles, une hypothèse de rayonnement uniforme. Le flux radiatif reçu à distance par une cible est alors déterminé à partir du « facteur de vue », c'est-à-dire l'angle solide sous lequel la cible voit la flamme.

Globalement, une flamme d'hydrogène, du fait qu'elle ne produit pas, hors impuretés, de CO₂, de CO ou de suie, se traduit par des effets thermiques un peu moins étendus qu'une flamme d'hydrocarbure, comme l'illustre la Figure 105, pour des feux de puissances comparables.

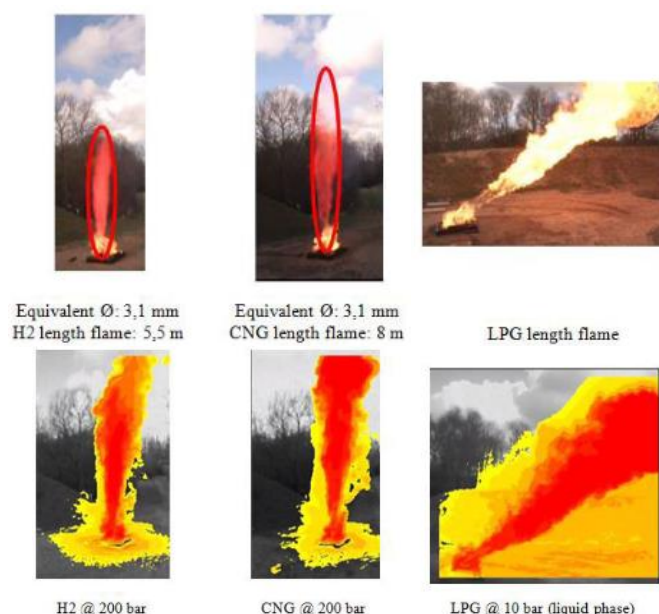


Figure 105 : Comparaison du rayonnement (visible en haut, infrarouge en bas) issu de flammes d'hydrogène (à gauche), de gaz naturel (au milieu) et de GPL (à droite)⁴²⁵

6.4.4 Applications numériques

Pour un [jet libre inertiel d'hydrogène](#), les ordres de grandeur de la longueur de flamme d'un feu torche et des effets thermiques associés varient, par exemple, de 0,2 m de longueur de flamme sans effet thermique pour une fuite de 200 bar à travers un orifice de 0,1 mm, à plus de 20 m de longueur de flamme et des effets radiatifs irréversibles à plus de 30 m, pour une fuite à 700 bar au travers un orifice de 10 mm.

6.5 COMMENT MODELISER LA DISPERSION D'UN JET LIBRE D'HYDROGENE ?

La dispersion atmosphérique de rejets gazeux met en jeu des processus complexes, dont le détail et les approches de modélisation sont décrits dans plusieurs documents. On peut citer, par exemple, le

⁴²⁵ Hyresponder (2023) Cours 9. Distances de sécurité et lutte contre l'incendie NIVEAU IV https://hyresponder.eu/wp-content/uploads/2023/07/Cours9_HyResponder_Niveau4_FR.pdf

rapport Omega 12 de l'Ineris⁴²⁶, le guide de bonnes pratiques « dispersion 3D »³⁹⁷, ou encore la fiche n°2 de la circulaire du 10 mai 2010²³⁵.

La présente section se concentre sur la dispersion de jets libres d'hydrogène en champ proche. Elle présente les facteurs qui déterminent la forme et le volume du nuage inflammable généré, et quelques modèles permettant d'évaluer la répartition de la concentration d'hydrogène dans ce nuage.

6.5.1 Phénoménologie d'un jet libre d'hydrogène

Un jet de gaz est dit libre lorsqu'il se développe dans un milieu ouvert et sans obstacle.

La dispersion d'un jet libre d'hydrogène est principalement pilotée par trois types d'effets : l'inertie liée au jet (convection forcée et turbulence induite), le vent (convection naturelle) et les forces de flottabilité (liées au rapport de densité entre l'hydrogène et l'air). La [diffusion moléculaire](#) est un processus plus lent, qui peut être négligé dans ce cas.

Les facteurs qui conditionnent le volume et la forme du nuage hydrogène-air formé par un tel jet sont par conséquent :

- les caractéristiques du jet : vitesse initiale, température, débit, turbulence, surface de la brèche, altitude du point source, orientation du jet, évolution temporelle de ces paramètres ;
- les conditions de l'air ambiant : champ de vitesse et de turbulence du vent, température, humidité, etc. ;
- les caractéristiques géométriques de l'environnement : relief, rugosité du sol.

Dans les études réglementaires associées aux systèmes hydrogène, le scénario de fuite considéré est, sauf exceptions (canalisations enterrées, décompression par un organe de sécurité orienté vers le haut), celui d'un jet horizontal, orientation la plus conservatrice en termes de distances d'effets. Dans ces conditions, on peut distinguer trois modes de dispersion, en fonction de la vitesse initiale du jet :

- un mode dominé par les forces inertielles : c'est le cas où la vitesse initiale du jet est importante. Le [volume inflammable](#) est alors orienté dans le sens du jet et prend la forme d'un ellipsoïde de révolution (Figure 106a) ;
- un mode transitionnel, où les forces inertielles dominent dans la zone proche de la brèche et sont prises ensuite en relai par les forces de flottabilité. Le volume inflammable prend alors une forme mixte, horizontale puis verticale (Figure 106b) ;
- un mode dominé par les forces de flottabilité, dans le cas où la vitesse initiale du jet est faible ou négligeable. L'hydrogène se disperse alors en panache orienté vers le haut (Figure 106c). Le volume inflammable, dans ce cas, est réduit voire négligeable. Dans ce mode, il est également important de prendre en compte les conditions atmosphériques (vitesse et stabilité de l'atmosphère)⁴²⁶.

Deux exemples de jets d'hydrogène sont illustrés en image sur la Figure 107, le premier correspondant à un jet horizontal fortement inertiel et le deuxième à un jet vertical peu inertiel.

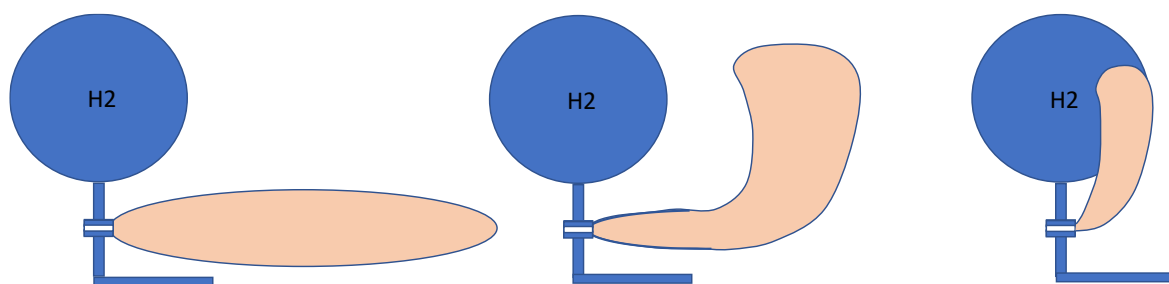


Figure 106 : Modes de dispersion d'un jet libre d'hydrogène en fonction de la vitesse initiale du jet dans un air au repos. La zone saumon représente le volume inflammable.

⁴²⁶ Lacome, J.-M. (2021) Omega 12 - Dispersion atmosphérique (mécanismes et outils de calcul) <https://www.ineris.fr/fr/omega-12-methodes-evaluation-prevention-risques-accidentels-dispersion-atmospherique-mecanismes>

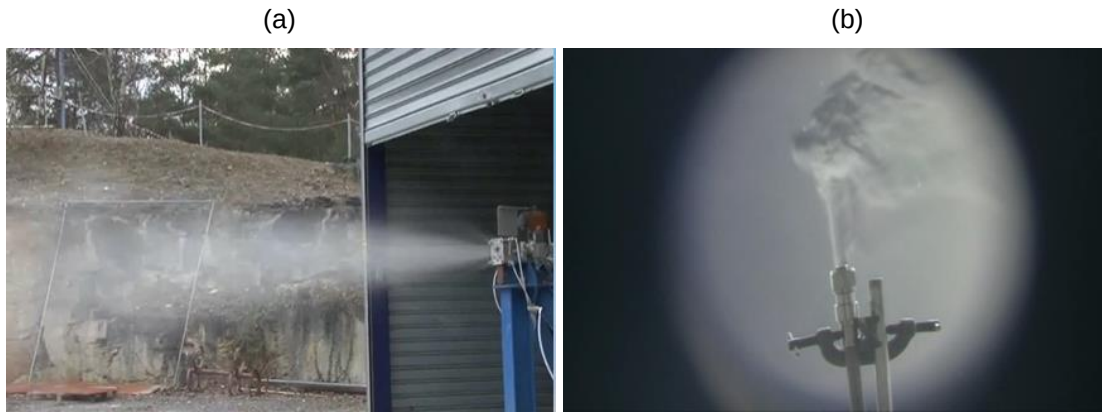


Figure 107 : Essais de dispersion d'hydrogène (a) jet à fort débit (250 g/s), buse de 12 mm, vitesse à l'orifice 1200 m/s, le jet est ensemencé de vapeur d'eau pour permettre sa visibilité (b) jet à faible débit (0,1 g/s), vitesse à l'orifice 0,5 m/s

L'abscisse x sur l'axe du jet, à laquelle a lieu la transition entre la partie inertielle et la partie flottante du jet, dépend de la valeur d'un nombre sans dimension, appelé nombre de Froude, Fr , qui exprime le rapport entre les forces d'inertie et de gravité. Dans sa forme classique, le nombre de Froude s'écrit :

$$Fr = \frac{u_j^2}{g d_j} \quad (11)$$

où :

- u_j est la vitesse du gaz en sortie de brèche (réelle ou fictive⁴²⁷), en m.s^{-1} ;
- g est la constante d'accélération de la pesanteur, en m.s^{-2} .
- d_j est le diamètre de la brèche (réelle ou fictive⁴²⁷), en m.

La Figure 108, obtenue à partir d'essais de jets d'hydrogène subsoniques et supersoniques, permet de déterminer graphiquement la valeur de x/d_j (d_j étant noté D dans cette figure) au-delà de laquelle un jet devient flottant. Cette valeur est l'ordonnée du point de la courbe *downward jet* dont l'abscisse correspond au nombre de Froude du jet concerné. Par exemple, un jet d'hydrogène ayant un nombre de Froude de 10^4 ($\log_{10}(Fr) = 4$) devient flottant à la distance x telle que $\log_{10}(x/d) \sim 1,5$ (cf. ligne bleue sur la Figure 108), c'est-à-dire à la distance $x/d = 10^{1.5} = 32$. Le graphique indique également, sur l'axe secondaire, que cette transition s'opère pour une concentration en hydrogène d'environ 35%.

On remarque que pour un nombre de Froude élevé ($\log(Fr) > 6,5$), la ligne de concentration à 4% d'hydrogène, qui correspond à la LIE, se situe dans la partie inertielle (horizontale) du jet. A l'inverse, pour un nombre de Froude plus faible (par exemple $\log(Fr) = 3$), la ligne de concentration à 4% se situe dans la zone de panache.

Compte-tenu des pressions mises en œuvre dans les systèmes hydrogène, le nombre de Froude est généralement très élevé. Pour illustration, pour des jets d'hydrogène à 30, 200 et 700 bar, les vitesses et diamètres du jet estimés au niveau de la brèche fictive conduisent respectivement à des valeurs de $\log(Fr)$ de 8,57, 8,17 et 7,93. Pour ces valeurs, l'enveloppe de concentration à 4% reste largement dans la partie inertielle du jet (cf. Figure 108).

⁴²⁷ selon que le jet est subsonique ou supersonique

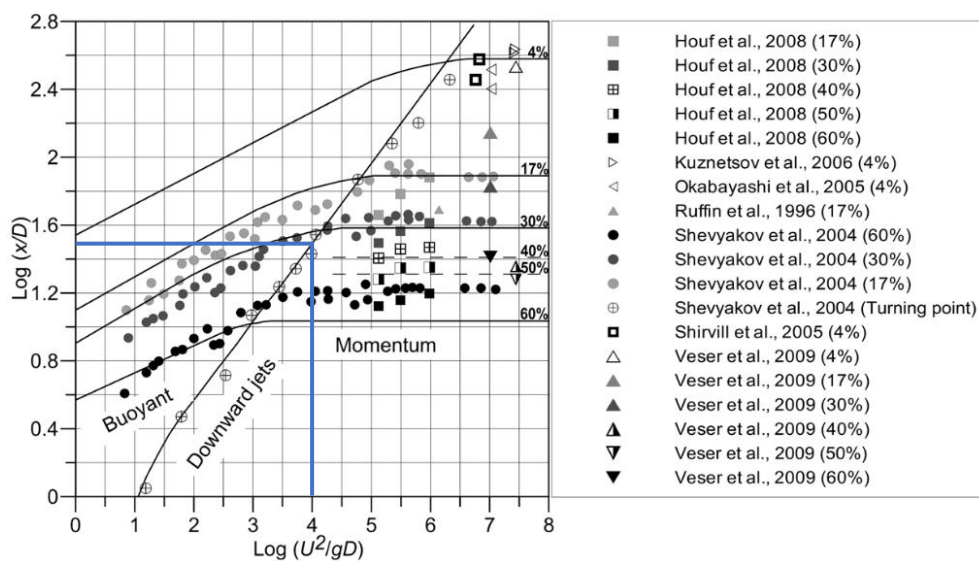


Figure 108 : Distance x sur l'axe du jet, rapportée au diamètre D de la brèche réelle ou fictive, à laquelle est rencontrée une concentration d'hydrogène donnée (4%, 17%, 30%, 40%, 50%, 60%), en fonction du nombre de Froude²⁰⁰

6.5.2 Distribution de la concentration en hydrogène dans un jet inertiel

L'hydrogène est mis en œuvre à des pressions telles que [le volume inflammable généré par un jet d'hydrogène est généralement contenu dans la partie inertielle du jet](#). Dès lors, pour caractériser ce volume, il est pratique de se placer dans le modèle simplifié d'un jet purement inertiel, c'est-à-dire d'ignorer les effets de flottabilité. Une telle hypothèse revient à adopter une approche conservative en termes de distances d'effets.

Le modèle de jet gazeux stationnaire purement inertiel émanant d'une brèche circulaire dans un air au repos a été largement étudié, par des approches à la fois théoriques et expérimentales⁴²⁸. Ces travaux ont permis d'établir des modèles mathématiques de la distribution de la concentration de gaz dans l'air, en fonction de la distance à la brèche, tant sur l'axe du jet que perpendiculairement au jet^{200,411,412,429}. Indépendamment des différences de paramètres entre ces modèles, tous prévoient que :

- la concentration massique (ou fraction massique) de gaz sur l'axe du jet $C_{x0,m}$ décroît de manière hyperbolique avec la distance à la brèche ;
- la concentration massique de gaz $C_{xr,m}$ dans chaque plan perpendiculaire à l'axe du jet se répartit selon une loi gaussienne.

De manière générale, pour un rejet axisymétrique, selon le modèle développé par Chen & Rodi⁴²⁹, la concentration en hydrogène le long de l'axe du jet peut s'écrire :

$$C_{x0,m} = K_c \left(\frac{\rho_2}{\rho_{air}} \right)^{\frac{1}{2}} \frac{d}{x} \quad (12)$$

où :

- K_c est une constante du modèle ;
- x est la distance à la brèche sur l'axe du jet ;
- d est le diamètre de la brèche (réelle) en m ;
- ρ_{air} est la masse volumique de l'air ambiant (1,205 kg/m³ à 20°C) ;

⁴²⁸ Daubech et al. (2015) Un-ignited and ignited high pressure hydrogen releases: Concentration – turbulence mapping and overpressure effects, J. Loss Prev. in Proc. Indus., 36, 439-446 <https://doi.org/10.1016/j.ilp.2015.05.013>

⁴²⁹ Chen, C.J., Rodi W. (1980) Vertical turbulent buoyant jets - A review of experimental data H.T.M., The science & applications of heat and mass transfer, Pergamon Press

- ρ_2 est la masse volumique de l'hydrogène en sortie de brèche (réelle), en kg/m³. Celle-ci peut être calculée, par exemple, à partir du modèle de jet proposé par le même auteur et implanté dans l'application e-laboratoire³⁹⁸. Elle peut aussi s'approcher par l'expression⁴³⁰ :

$$\rho_2 \cong \frac{P_1}{2P_{NTP}} \rho_{H_2}^{NTP} \quad \text{où}$$

- o P_1 est la pression de l'hydrogène au sein de l'équipement en bar ;
- o $\rho_{H_2}^{NTP}$ est la masse volumique de l'hydrogène dans les conditions normales de température et de pression ($\rho_{H_2}^{NTP} = 0,083 \text{ kg/m}^3$) ;
- o P_{NTP} est la pression des conditions normales de température et de pression (1,013 bar).

Plusieurs valeurs existent dans la littérature pour la constante K_c , par exemple 5,4 dans le modèle de Molkov²⁰⁰, 4,8 dans le modèle de Scheffer⁴³¹ et 4 dans le modèle développé par l'Ineris sur la base des essais EXJET⁴³².

Cette loi de similitude, initialement établie pour des jets subsoniques⁴²⁹, s'est révélée applicable également à des jets supersoniques. Elle est représentée graphiquement sur la Figure 109, où elle est comparée à des mesures d'essais. On constate que ce modèle prédit relativement bien les mesures, tout en restant majorant. Ce caractère majorant peut s'expliquer par les pertes de charge au passage de la brèche, non prises en compte dans le modèle.

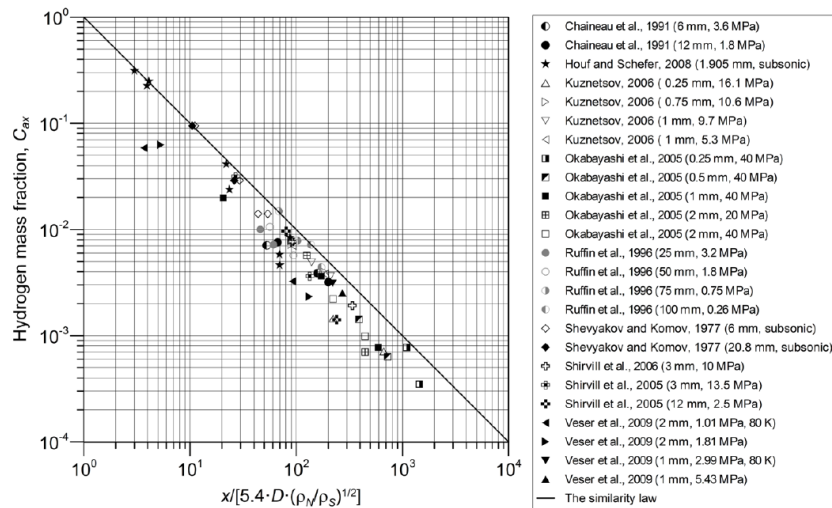


Figure 109 : Concentration en hydrogène sur l'axe du jet en fonction de la distance à la brèche dans le cas d'un jet d'hydrogène issu d'une brèche circulaire dans un air au repos. Les points correspondent à des résultats d'essais, la droite correspond au modèle de Molkov²⁰⁰. C_{ax} est la concentration massique d'hydrogène à l'abscisse x , D est le diamètre de la brèche, ρ_N est la masse volumique de l'hydrogène en sortie de brèche, ρ_S est la masse volumique de l'hydrogène dans les conditions ambiantes

A partir de l'équation (12), il est possible d'en déduire la concentration volumique d'hydrogène $C_{x0,V}$ sur l'axe du jet, en utilisant la relation :

$$\frac{1}{C_{x0,m}} = 1 + \left(\frac{1}{C_{x0,V}} - 1 \right) \frac{M_{air}}{M_{H_2}} \quad (13)$$

où :

- M_{air} est la masse molaire de l'air (28,965 g/mol) ;

⁴³⁰ Hyresponse (2016) Lecture 5 : Unignited hydrogen releases, their prevention and mitigation

⁴³¹ Scheffer, R., Houf, W. & Williams, T. (2008). Investigation of small-scale un-intended releases of hydrogen: momentum-dominated regime. International Journal. of Hydrogen Energy, 33, 6373-6384 <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2008.05.041>

⁴³² Daubech, J. et al. (2014) Un-ignited and ignited high pressure hydrogen releases: concentration - turbulence mapping and overpressure Effects, ISHPMIE 2014 <https://ineris.hal.science/ineris-01863822/document>

- M_{H_2} est la masse molaire de l'hydrogène (2,016 g/mol).

Un aspect important qui ressort de ce modèle (équation (12)) est que la concentration du jet à une distance donnée est proportionnelle au diamètre de la brèche, d , et via le paramètre ρ_2 , à la racine carrée de la pression P_1 au sein de l'équipement. Ceci met en relief, comme pour l'évaluation du [débit de fuite](#), la grande importance du choix du diamètre de brèche dans l'évaluation des distances d'effets. Cela a également comme implication pratique, pour la conception des systèmes hydrogène, qu'il est important de minimiser autant que possible le diamètre interne des tuyauteries et des orifices de décompression ([soupape](#), [disque de rupture](#), [TPRD](#)).

6.5.3 Cas d'une fuite de durée limitée

La fermeture automatique d'une vanne sur détection de fuite est une [mesure de sécurité couramment mise en place sur les systèmes hydrogène](#). Pour pouvoir valoriser une telle mesure dans le cadre d'une évaluation des risques, il faut pouvoir démontrer que son temps de réponse permet de réduire efficacement les effets des phénomènes dangereux potentiellement générés par la fuite concernée. Pour cela, il est nécessaire de modéliser le jet généré par une fuite de durée limitée.

Une telle modélisation ne peut se faire par [des approches analytiques](#) (qui ne s'appliquent qu'à des jets stationnaires), il faut donc faire appel, dans ce cas, à une [modélisation 3D](#).

Un exemple est montré sur la Figure 110. Il s'agit de la simulation d'un jet d'hydrogène à 300 g/s, réalisée par l'Ineris à l'aide d'un outil CFD (FDS), dont le terme source a été calculé à partir d'une première simulation en champ proche, à l'aide d'un outil intégral (PHAST).

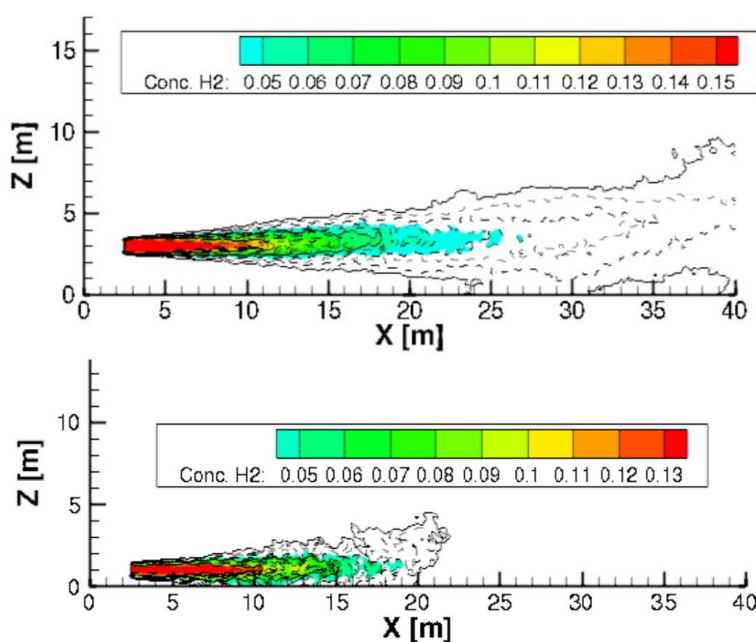


Figure 110 : Champ de concentration d'un jet d'hydrogène à 300 g/s (a) dans le cas où la fuite est illimitée dans le temps et (b) dans le cas où la fuite est isolée après 2 secondes. Les concentrations indiquées sont des moyennes sur 1s (a) et sur 0,5s (b). Outils utilisés : PHAST⁴⁰⁰ et FDS⁴⁰¹

6.5.4 Applications numériques

Dans le cas d'un [jet libre inertiel d'hydrogène](#) en régime établi, les distances d'effet vont dépendre, comme pour le débit de fuite, de la taille de la brèche et de la pression dans le réservoir. A titre d'illustration, pour le cas d'une fuite de diamètre 0,1 mm, pertinente dans le domaine de l'[ATEX](#), la distance à la [LIE](#) varie d'environ 15 cm pour une pression de 30 bar à environ 80 cm pour une pression de 700 bar. Pour des fuites plus importantes, de diamètre 10 mm par exemple, la distance à la LIE passe de 15 à 80 m environ pour la même évolution de pression.

6.6 COMMENT MODELISER UN FEU DE NUAGE D'HYDROGENE ?

6.6.1 Phénoménologie d'un feu de nuage d'hydrogène

Dans certaines conditions, la propagation d'une flamme au sein d'un prémélange d'hydrogène et d'air ne donne pas lieu, ou que très partiellement, à [des effets de pistonnement produits par l'expansion volumique des produits de combustion](#). On parle alors de [feu de nuage](#).

Les seuls effets d'un tel phénomène sont [des effets thermiques](#), à la différence d'un [UVCE](#), qui produit également des effets de surpression.

Deux types de conditions sont propices au développement d'un feu de nuage :

- [un mélange pauvre en hydrogène](#) (typiquement entre 4 et 8% d'hydrogène dans l'air). Dans ce cas, la flamme se propage à une vitesse trop lente pour générer des surpressions ;
- [l'inflammation a lieu en périphérie du nuage](#). Dans ce cas, les produits de combustion atteignent rapidement les bords du nuage et ne poussent que très partiellement la flamme (voir Figure 85).

6.6.2 Evaluation des effets thermiques

La propagation d'une flamme au sein d'un nuage hydrogène-air et les effets thermiques associés peuvent être modélisés de manière fine à l'aide de [plusieurs types d'outils \(intégraux ou CFD\)](#).

Toutefois, dans les études réglementaires, l'approche retenue est généralement forfaitaire. Pour des systèmes appartenant à des [installations classées soumises à autorisation](#), la circulaire du 10 mai 2010²³⁵ précise les distances d'effets thermiques à retenir, par rapport au point de fuite, pour un [feu de nuage](#) ou un [UVCE](#) :

- pour les effets létaux significatifs (ELS) et les effets létaux (EL), il est préconisé de retenir la [distance à la LIE](#) (distance à 4% d'hydrogène) ;
- pour les effets irréversibles (EI), la distance à retenir est de 1,1 fois la distance à la LIE.

La prédiction des effets thermiques d'un feu de nuage formé suite à un rejet d'hydrogène consiste donc à déterminer la distance à la LIE sur l'axe du rejet. Dans le cas d'un jet libre, cette distance peut être estimée par des [lois de similitudes](#).

6.6.3 Applications numériques

Au regard de [l'approche forfaitaire utilisée](#), les distances d'effets d'un feu de nuage d'hydrogène s'obtiennent aisément à partir de celles calculées pour [la dispersion d'hydrogène](#).

6.7 COMMENT MODELISER UNE EXPLOSION NON CONFINÉE D'HYDROGENE ?

6.7.1 Phénoménologie d'une explosion non confinée d'hydrogène

Si un [mélange inflammable](#) d'hydrogène et d'air se forme en milieu ouvert et que l'inflammation de ce nuage a lieu en son cœur (loin des bords), la propagation de la flamme peut générer des effets de surpression. On parle alors [d'explosion non-confinée ou d'UVCE](#). Au regard des propriétés spécifiques des jets, notamment la forme du nuage inflammable et les niveaux de turbulence associés, il convient, parmi les UVCE, de distinguer les explosions de jet et les explosions de nuage⁴³³.

Le mécanisme de génération de l'onde de pression, lié à la dilation des produits de combustion, a déjà été décrit [ailleurs](#) et est présenté plus en détails dans le rapport Omega 32 de l'Ineris consacré à l'UVCE⁴³⁴. La forme et l'amplitude de l'onde de pression dépendent de la vitesse de propagation de la

⁴³³ Dans ce rapport, par souci de simplification, le terme UVCE est utilisé pour tous types d'explosions non confinées, y compris au sein de jets, même si en général, il est plutôt réservé aux explosions de nuage.

⁴³⁴ Ineris (2016) Omega 32 – UVCE Les explosions non confinées de gaz et de vapeurs <https://www.ineris.fr/fr/omega-32-uvce-explosions-non-confinées-gaz-vapeurs>

flamme, elle-même fonction, entre autres, de la concentration locale en hydrogène et de la turbulence sur le trajet de la flamme.

Dans le cas d'un nuage inflammable formé suite à un jet libre d'hydrogène (Figure 111), lorsque la flamme atteint la limite du nuage, le phénomène d'expansion radiale s'achève, et la production d'onde de pression s'arrête. Deux fronts continuent alors à se propager vers les extrémités axiales du jet, donnant lieu à un [feu de nuage](#) (Figure 86). Si le rejet est alimenté, l'accrochage de la flamme dans la zone de mélange hydrogène-air crée un [feu torche](#).

6.7.2 Evaluation des effets de surpression dans le cas d'un jet libre

Un UVCE, que ce soit dans le cas d'un nuage établi ou d'une explosion de jet, produit deux types d'effets : des effets thermiques, qui peuvent être évalués [de la même façon que ceux d'un feu de nuage](#), et des effets de surpression.

La méthode la plus couramment utilisée pour évaluer les effets de surpression est la méthode multi-énergie⁴³⁵. Celle-ci prend en compte deux paramètres d'entrée :

- [l'énergie d'explosion](#), c'est-à-dire l'énergie de combustion contenue dans la plus grande sphère inscrite dans le volume inflammable (Figure 111). Cette énergie est le produit de la chaleur de combustion de l'hydrogène (120 MJ/kg) par la masse inflammable disponible. Cette masse inflammable peut être estimée en multipliant le volume de la sphère par sa concentration massique moyenne en hydrogène, déduite des [modèles de dispersion](#) ;
- [un indice de violence](#), qui représente la violence de l'explosion sur une échelle de 1 à 10. Cet indice peut être relié à l'amplitude maximale de l'onde générée par l'explosion. Le choix de cet indice est un point crucial de l'approche et plusieurs méthodes sont disponibles dans la littérature. Pour le cas des explosions de jet, des campagnes expérimentales de rejets d'hydrogène^{436,437,438,439} peuvent permettre de déterminer cette amplitude maximale en fonction des conditions du rejet (débit, position de la source d'inflammation, etc.).

A partir de ces deux paramètres, énergie d'explosion et indice de violence, la méthode multi-énergie fournit la courbe de décroissance de la surpression et celle de la durée de la phase positive de l'onde, en fonction d'une distance réduite par rapport au centre de la sphère. Dans la sphère elle-même, il est considéré que le niveau de surpression maximal s'applique.

Pour déterminer la distance au point de fuite des effets de surpression, il suffit alors de déterminer la distance par rapport au centre de la sphère, à laquelle la surpression atteint les différents seuils réglementaires ([ELS](#), [EL](#), [EI](#)) et d'y ajouter la distance du centre de la sphère par rapport au point de fuite. En pratique, il est généralement considéré que le centre de cette sphère coïncide avec le point situé, sur l'axe du rejet, à la moitié de la distance à la LIE.

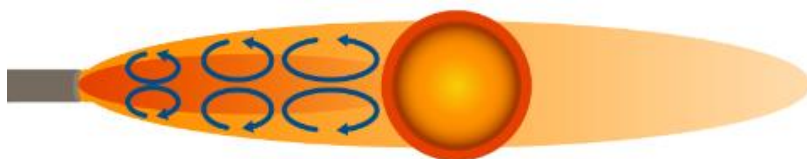


Figure 111 : Volume d'application du niveau de surpression maximal considéré pour l'évaluation des effets de suppression d'une explosion de jet libre

⁴³⁵ Van den Berg (1985), The Multi-Energy Method – a framework for vapour cloud explosion blast prediction, Journal of Hazardous Material, 12, 1 [https://doi.org/10.1016/0304-3894\(85\)80022-4](https://doi.org/10.1016/0304-3894(85)80022-4)

⁴³⁶ Chaineaux, J. (1995). Merge Project : INERIS report

⁴³⁷ K. Takeno, K. Okabayashi, A. Kouchi, T. Nonaka, K. Hashiguchi, K. Chitose, (2007) Dispersion and explosion field tests for 40 MPa pressurized hydrogen International Journal of Hydrogen Energy, Volume 32, Issue 13 Pages 2144-2153 <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2007.04.018>

⁴³⁸ M. Royle, D.B. Willoughby, (2011), Consequences of catastrophic releases of ignited and unignited hydrogen jet releases, International Journal of Hydrogen Energy, 2688-2692 <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.03.141>

⁴³⁹ J. Grune, K. Sempert, M. Kuznetsov, W. Breitung, (2011), Experimental study of ignited unsteady hydrogen jets into air, International Journal of Hydrogen Energy 36, 2497 – 2504 <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.04.152>

6.7.3 Evaluation des effets de surpression dans le cas d'un jet rasant

Dans le cas d'un jet influencé par le sol, l'évaluation des effets de surpression par la méthode multi-énergie s'effectue [selon la même méthode que pour un jet libre](#), en dehors du fait que la masse inflammable d'hydrogène est calculée non pas dans une sphère mais dans le plus grand hémisphère inscrit dans le nuage (Figure 112).



Figure 112 : Volume d'application du niveau de surpression maximal considéré pour l'évaluation des effets de surpression d'une explosion de jet rasant

6.7.4 Evaluation des effets de surpression dans le cas d'un jet impactant

Un jet impactant d'hydrogène est un rejet d'hydrogène sous pression qui impacte une paroi (mur, sol, obstacle massif), dont les dimensions sont largement supérieures au diamètre du jet. Lorsque le jet rencontre l'obstacle, il se brise et forme un nuage turbulent dans lequel les niveaux de concentration dépendent de nombreux facteurs et, notamment, la distance entre le point de fuite et la paroi, et la forme de la paroi. Des exemples de modélisation de tels rejets impactants sont reproduits sur la Figure 113.

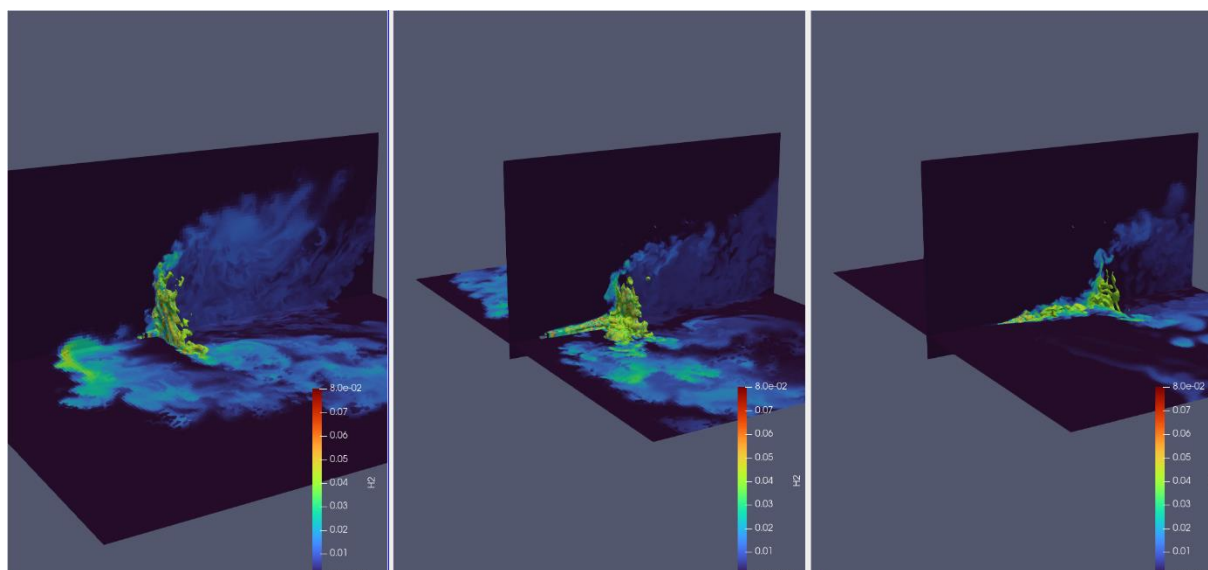


Figure 113 : Exemples de modélisation de rejets impactants

Un rejet d'hydrogène peut également être obstrué par une paroi formant un angle (configuration en L) ou deux angles (configuration en U). On parle d'un milieu « semi-confiné ». Il s'agit typiquement d'un scénario de fuite accidentelle sur un système de stockage (conteneur ou [tube-trailer](#) par exemple) cerné par des murs de protection (Figure 114). La dispersion obéit alors à la même physique que pour une paroi simple, mais avec un confinement supplémentaire qui va tendre à accroître la violence de l'explosion.

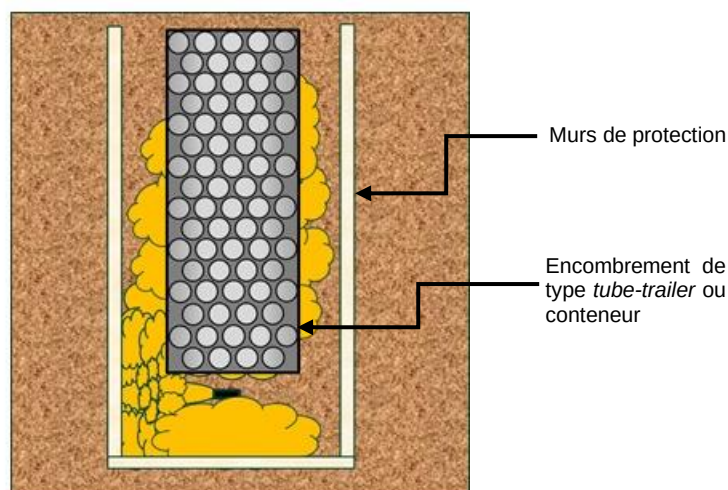


Figure 114 : Illustration d'une dispersion d'hydrogène en milieu semi-confiné

Les effets de surpression liés à un [UVCE](#) qui se produirait dans ces différentes configurations peuvent être évalués de manière assez précise par des outils de type [CFD](#), ou de manière plus approchée, par [la méthode multi-énergie](#).

Dans ce deuxième cas, il s'agit d'estimer la masse inflammable et l'indice de violence d'explosion correspondant à la situation concernée. Ces paramètres vont dépendre essentiellement de la forme du mur (plate, en L ou en U), de ses dimensions et de sa position par rapport au point de rejet.

L'Ineris a récemment mené des essais de jets d'hydrogène impactant un mur de différentes formes (plate, en L ou en U) et situé à différentes distances du point de rejet. Ces essais sont en cours d'analyse et leurs résultats seront publiés au cours de l'année 2025. A l'issue de leur analyse, ces essais permettront d'émettre des préconisations en matière de modélisation, qui seront présentées dans une mise à jour du rapport Omega 32⁴³⁴.

6.7.5 Applications numériques

La méthode utilisée par l'Ineris pour évaluer les effets de surpression associés à une explosion non confinée étant amenée à évoluer au regard des essais d'explosions de jets menés actuellement par l'institut, il est fait le choix de ne pas présenter ici d'application numérique pour ce phénomène.

Cette nouvelle méthode sera décrite dans une mise à jour prochaine du rapport Omega 32⁴³⁴.

6.8 COMMENT MODELISER LA DISPERSION D'HYDROGENE EN MILIEU CONFINE ?

6.8.1 Phénoménologie de la dispersion d'hydrogène dans une enceinte

Un rejet d'hydrogène dans une enceinte (conteneur, bâtiment, etc.), si celle-ci n'est pas suffisamment ventilée, peut conduire à une accumulation d'hydrogène. Le remplissage de l'enceinte peut alors s'effectuer selon trois régimes, en fonction de la vitesse du jet, du volume de l'enceinte et de l'agitation initiale de l'air ambiant :

- un régime homogène : il s'agit du cas où la vitesse du jet ou l'agitation de l'air dans l'enceinte sont telles que des tourbillons de grandes dimensions se forment, brassant l'hydrogène expulsé à la brèche et homogénéisant totalement le mélange⁴⁴⁰ (Figure 115a) ;
- un régime de strate homogène (ou bicouche) : dans ce cas la vitesse du jet ou l'agitation initiale de l'air ne sont pas suffisantes pour homogénéiser totalement le mélange. Lorsque le jet rencontre une paroi ou un obstacle présent dans l'enceinte, il se brise, une zone turbulente

⁴⁴⁰ en dehors d'une zone comprenant le jet lui-même

(constituée de petits tourbillons) se forme au point d'impact et brasse l'hydrogène avec l'air (Figure 116). Le mélange ainsi formé, plus léger que l'air, s'élève vers le plafond, et si les ouvertures sont insuffisantes pour l'évacuer, il s'y accumule, remplissant ainsi l'enceinte à la manière d'une baignoire renversée (Figure 115b) ;

- un régime stratifié : il s'agit du cas où la vitesse du jet et l'agitation initiale de l'air dans l'enceinte sont trop faibles pour créer un mélange par convection. L'hydrogène, plus léger que l'air, monte alors directement vers le plafond, où il s'étend horizontalement et forme une couche mince occupant toute la section horizontale. Si l'enceinte est mal ventilée, cette couche s'installe et le panache entraîne alors un fluide plus léger qui, en atteignant le plafond, forme une nouvelle couche encore plus légère. Une interface (front de remplissage), se forme alors entre la zone où l'hydrogène s'accumule et la partie inférieure où la densité reste inchangée. Ce front descend à mesure que le rejet continue, installant ainsi un gradient de concentration entre le haut et le bas (Figure 115c).

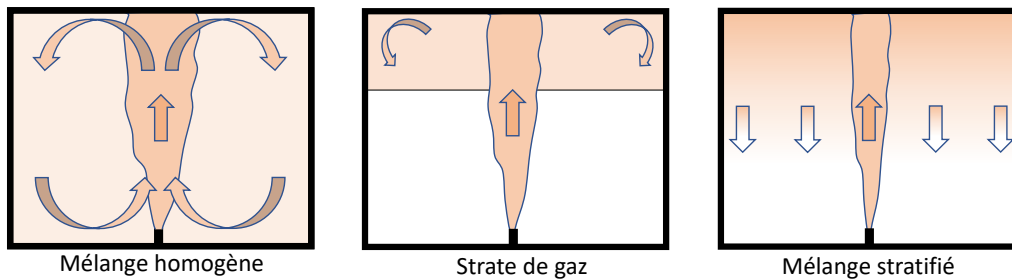


Figure 115 : Les principaux régimes de dispersion de l'hydrogène dans une enceinte

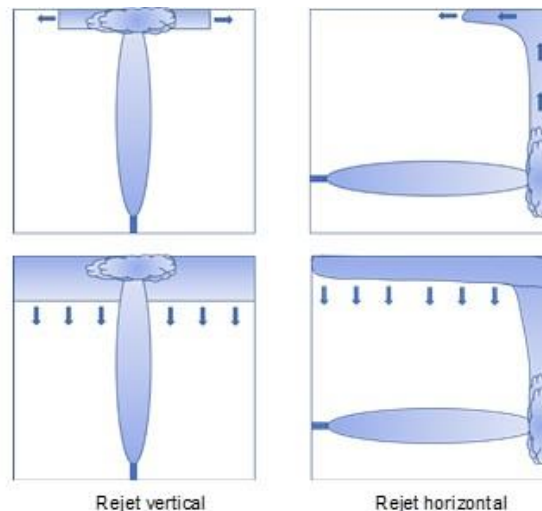


Figure 116 : Illustration d'une accumulation d'hydrogène sous forme de state homogène (bicouche)

Pour prévoir le régime dans lequel un rejet d'hydrogène va se disperser dans une enceinte, il est utile de calculer le nombre de Richardson volumique⁴⁴¹, R_i . Ce nombre sans dimension compare l'inertie du rejet aux forces de flottabilité :

$$Ri = g \frac{(\rho_a - \rho_0)}{\rho_0} \cdot \frac{V^{1/3}}{u_0^2}$$

où ρ_0 est la densité du gaz libéré, en l'occurrence l'hydrogène ($\sim 0,09 \text{ kg/m}^3$ dans les conditions ambiantes), V est le volume de l'enceinte, g est l'accélération de la gravité ($g = 9,81 \text{ m/s}^2$), ρ_a la densité

⁴⁴¹ Cariteau. B. and Tkatschenko I. (2013) Experimental Study of the Effects of Vent Geometry on the Dispersion of a Buoyant Gas in a Small Enclosure. Int. J. of Hydrogen Energy, 38. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319913007404>

de l'air ambiant (de l'ordre de $1,2 \text{ kg/m}^3$) et u_0 est la vitesse du rejet à la brèche ([réelle ou fictive selon le régime d'écoulement](#)).

- Si $R_i \ll 1$, l'écoulement est dominé par les forces d'inertie et le régime est homogène ;
- Si $R_i \gg 1$, l'écoulement est dominé par les forces de flottabilité et le régime est stratifié ;
- Si $R_i \sim 1$, un régime de strate homogène est observé.

En cas de rejet important d'hydrogène dans une enceinte très mal ventilée, il y a un risque de montée en pression rapide (*pressure peak phenomenon*) (Figure 117), qui peut aller jusqu'à la rupture d'éléments fragiles, voire la ruine de l'enceinte. Ce phénomène, propre aux gaz légers, concerne en particulier l'hydrogène.

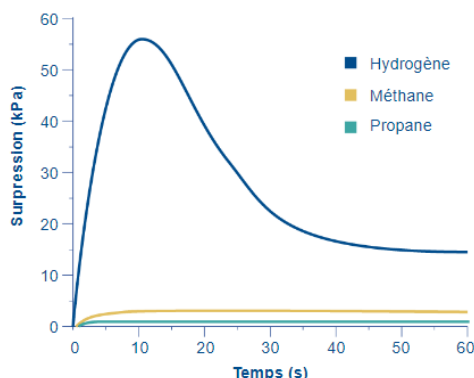


Figure 117 : Evolution de la pression dans une enceinte de 30 m^3 (volume représentatif d'un garage d'habitation) dotée d'une ouverture de $25 \text{ cm} \times 10 \text{ cm}$ (taille d'une brique) résultant d'un rejet d'hydrogène sous 350 bar au travers d'une brèche de 5 mm de diamètre (orifice de type TPRD)⁴⁴²

6.8.2 Modélisation de la dispersion d'hydrogène dans une enceinte

Il existe un certain nombre de modèles analytiques permettant de décrire, dans des cas idéalisés, la dispersion d'un rejet de gaz dans une enceinte, en fonction du [régime de dispersion](#) et du nombre d'ouvertures de l'enceinte. Ces modèles peuvent s'appliquer en particulier à l'hydrogène.

Un premier cas idéalisé est celui d'une enceinte fermée (sans ouvertures). Il est à noter que cette situation est fortement pénalisante car une enceinte (bâtiment, conteneur, capot de pile à combustible, etc.) n'est jamais parfaitement étanche. Dans ce cas, deux modèles peuvent être utiles :

- pour le cas d'un régime stratifié : le modèle Worster et Huppert^{443,444} permet de décrire la position du front de remplissage en fonction du temps, ainsi que le profil vertical de densité et de concentration en hydrogène dans l'enceinte ;
- pour le cas d'un régime homogène ou bicouche, le modèle de Cleaver et al.⁴⁴⁵ permet de calculer l'épaisseur de la couche homogène et l'évolution de la concentration en hydrogène dans cette couche⁴⁴⁶. Dans le cas où l'épaisseur de la couche est égale à la hauteur de

⁴⁴² Brennan, S., & Molkov, V. (2013). Safety assessment of unignited hydrogen discharge from onboard storage in garages with low levels of natural ventilation. Int. J. Hydrogen Energy, 38(19), 8159-8166 <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.08.036>.

⁴⁴³ Worster, M.G. & Huppert, E. (1983) Time-dependent density profiles in a filling box. J. Fluid Mech., 132 <https://doi.org/10.1017/S002211208300172X>

⁴⁴⁴ Le modèle de Worster et Huppert s'appuie sur le modèle de Baines, W.D. et Turner J.S. (1969) Turbulent buoyant convection from a source in confined region, J. Fluid Mech., 37, 1, 51-80 <https://doi.org/10.1017/S0022112069000413>

⁴⁴⁵ Cleaver, R. P., Marshall M. R. and Linden, P. F. (1994) The build-up of concentration within a single enclosed volume following a release of natural gas. J. Hazard. Mater. 36 209-226 [https://doi.org/10.1016/0304-3894\(94\)85016-X](https://doi.org/10.1016/0304-3894(94)85016-X)

⁴⁴⁶ Il est à noter que dans un régime de bicouche, la concentration en hydrogène dans la couche est égale, en première approximation, à la concentration du jet au point d'impact. Cette dernière peut être estimée à partir de la distance entre le point de rejet et la surface d'impact, par exemple à partir de [lois de similitudes](#). Ceci offre une autre façon d'estimer la concentration en hydrogène dans la couche.

l'enceinte (homogénéisation complète) et pour un rejet permanent, la concentration volumique en hydrogène dans l'enceinte, C_v , peut se calculer à partir d'un simple bilan de masse :

$$C_v = \frac{Q_g t}{V}$$

où Q_g est le débit du rejet, V le volume de l'enceinte et t la durée du rejet.

Un deuxième cas est celui d'une enceinte avec 1 ouverture, située sur un mur latéral. L'ouverture permet alors, dans sa partie haute, la sortie du mélange hydrogène-air et dans sa partie basse, l'entrée d'air provenant de l'extérieur, la hauteur à laquelle le sens d'écoulement s'inverse étant appelée le plan neutre. Dans cette configuration, deux modèles principaux permettent d'estimer la concentration limite en hydrogène dans l'enceinte : le modèle de Linden, Lane-Serff et Smeed⁴⁴⁷ et le modèle de Molkov et al.⁴⁴⁸. Ces deux modèles supposent un régime homogène à l'intérieur de l'enceinte. Ils diffèrent par certaines hypothèses, notamment la valeur du coefficient de décharge à travers l'ouverture.

Un troisième cas est celui d'une enceinte avec 2 ouvertures, l'une située en partie haute et l'autre, en partie basse. Le modèle le plus couramment utilisé pour cette situation est le modèle de Linden et al.^{447,449}. Celui-ci suppose l'installation d'un régime de bicouche, où de l'air extérieur pénètre par l'ouverture du bas tandis que le mélange hydrogène-air sort par celle du haut (Figure 118). Le modèle permet d'estimer la hauteur de la couche homogène et la concentration d'hydrogène en son sein en régime permanent.

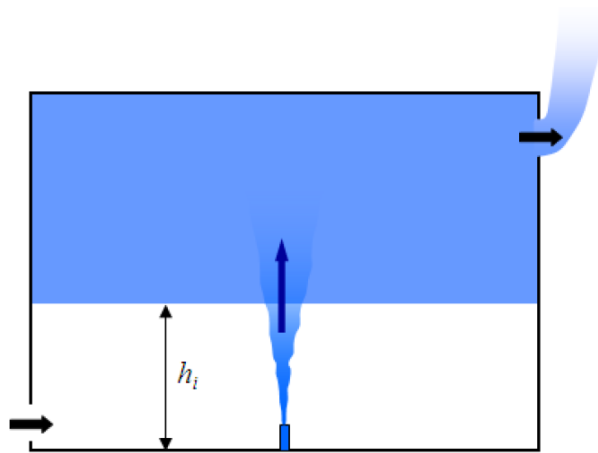


Figure 118 : Dispersion d'un rejet d'hydrogène dans une enceinte possédant de 2 ouvertures

Même si ces modèles analytiques peuvent donner une première estimation des concentrations atteintes en cas de rejet gazeux dans une enceinte en régime permanent, ils ne peuvent rendre compte de la complexité de la dispersion liée à la géométrie de l'enceinte, à son encombrement, à la position du point de rejet dans l'enceinte, à l'orientation du jet, à des vitesses de rejets très élevées, etc. Lorsque l'étude de dispersion nécessite un certain niveau de précision, il est nécessaire de recourir à des outils CFD (Figure 118). Il est à noter que les résultats de ces modèles restent dépendants des incertitudes inhérentes au terme source, notamment celles liées au diamètre de brèche.

⁴⁴⁷ Linden, P. F., Lane-Serff, G. F. & Smeed, D. A. (1990), Emptying filling boxes: the fluid mechanics of natural ventilation, J. Fluid Mech., vol. 212, p.309-335. https://www.aivc.org/sites/default/files/airbase_4687.pdf

⁴⁴⁸ Molkov V., Shentsov V. and Quintiere J. (2013) Passive ventilation of a sustained gaseous release in an enclosure with one vent, ICHS https://h2tools.org/sites/default/files/2019-08/paper_166.pdf

⁴⁴⁹ P. Linden (1999), The fluid mechanics of natural ventilation, Annu. Rev. Fluid Mech., 31, 201-238, http://maeresearch.ucsd.edu/linden/pdf_files/75I99.pdf.

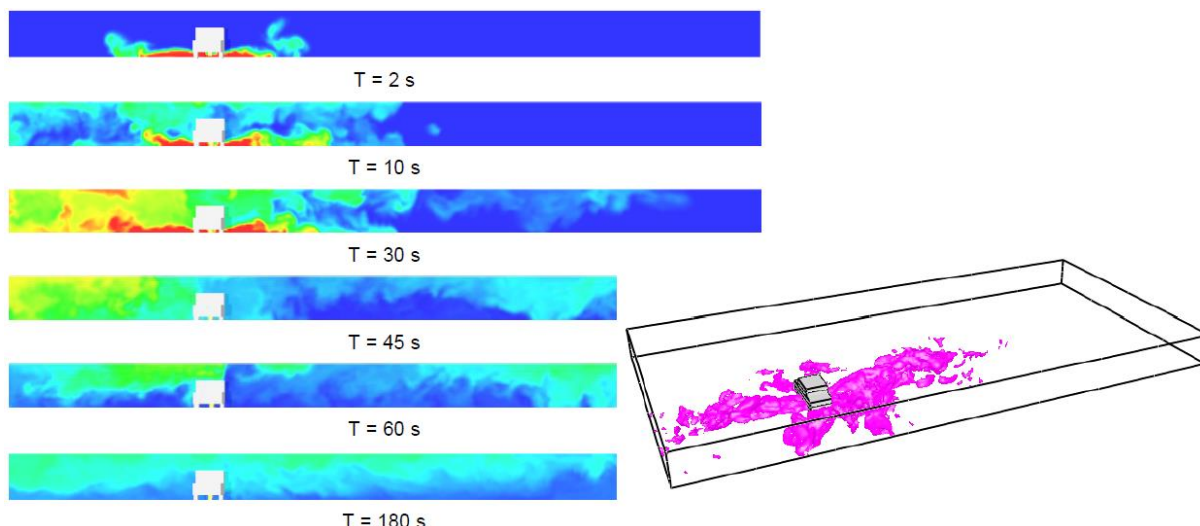


Figure 119 : Exemple de modélisation CFD d'un rejet d'hydrogène impactant le sol lié à l'ouverture du TPRD d'un réservoir de véhicule hydrogène dans un parking. A gauche : isocontours de concentration dans un plan de coupe longitudinal. A droite : Isosurface de concentration. Outil utilisé : FDS.

6.8.3 Applications numériques

La surpression maximum atteinte dans un volume fermé suite à un rejet d'hydrogène dépend du volume de l'enceinte, de la taille des ouvertures et du débit de fuite. Il est important de souligner que pour des fuites importantes dans des petits volumes, la surpression peut dépasser les 100 mbar. C'est le cas par exemple pour une fuite de 10 mm à 700 bar dans un conteneur 20 pieds équipé d'une ouverture de 0,25 m. Dans de tels cas, une distribution de concentration sera observée dans le volume, de 100% d'hydrogène au niveau de la fuite à des valeurs pouvant être très faibles en dehors de la zone de mélange. Il convient de retenir que la valeur moyenne généralement calculée ne reflète pas la réalité de la situation dans nombre de cas.

6.9 COMMENT MODELISER UNE EXPLOSION CONFINÉE D'HYDROGENE ?

6.9.1 Phénoménologie d'une explosion d'hydrogène dans une enceinte

Fondamentalement, les [mécanismes de combustion](#) impliqués dans une [explosion confinée \(VCE\)](#) sont similaires à ceux impliqués dans une [explosion non confinée \(UVCE\)](#).

Lorsque l'atmosphère explosive formée dans une enceinte rencontre une [source d'inflammation](#) (étincelle électrique, surface chaude, etc.), la combustion s'amorce (Figure 120a). Sur son passage, la flamme transforme le milieu réactif froid en produits de combustion chauds. La portion du nuage traversée par la flamme subit une expansion thermique très importante ([pouvant aller jusqu'à 7 fois son volume initial](#)⁴⁵⁰), qui occasionne une augmentation de la pression dans l'enceinte (Figure 120b).

Les mécanismes d'[instabilités de flamme](#) conduisent à un accroissement de la surface de flamme et donc, de la vitesse de combustion. Lorsque la flamme interagit avec des obstacles, ou avec la turbulence d'un écoulement, telle que celle induite par une fuite d'hydrogène sous pression, elle se plisse et sa surface augmente encore. Plus la surface de flamme augmente, plus le taux de réaction augmente, et plus la vitesse d'augmentation de pression dans l'enceinte est rapide.

Lorsque le niveau de pression interne de l'enceinte atteint le seuil de résistance mécanique de ses parois de plus faible résistance ([événements et parois fragibles](#)), les parois s'ouvrent et entraînent une dépressurisation partielle de l'enceinte. S'installe alors une compétition entre le débit de production de gaz brûlés par la flamme et le débit d'évacuation des gaz. La pression régnant dans l'enceinte est

⁴⁵⁰ Pour un mélange hydrogène-air [stoechiométrique](#) et dans des conditions adiabatiques et isochores

appelée « pression réduite ». Une partie du mélange inflammable peut être expulsée vers l'extérieur par la surface ouverte. Ce nuage prend la forme d'un anneau tourbillonnaire, dont le diamètre est d'environ 2 fois le diamètre de l'ouverture (Figure 120b).

Lorsque la flamme atteint la surface ouverte (Figure 120c), la flamme met à feu le nuage externe qui explose. On parle alors d'explosion secondaire. Ce phénomène d'explosion secondaire peut créer des effets de surpression externes importants⁴⁵¹. L'explosion secondaire a généralement lieu alors que la combustion du nuage interne n'est pas terminée (Figure 120d).

La Figure 121 présente un signal de pression interne caractéristique d'une explosion confinée. Le premier pic correspond à la pressurisation initiale de l'enceinte avant l'ouverture des parois faibles. Le second pic est issu d'une double contribution : l'influence de l'explosion secondaire sur la surpression interne et la pressurisation interne qui se poursuit. Selon les conditions d'essais (volume de l'enceinte, dimensions et inertie de l'évent, réactivité du mélange, etc.), la forme du signal peut être différente.

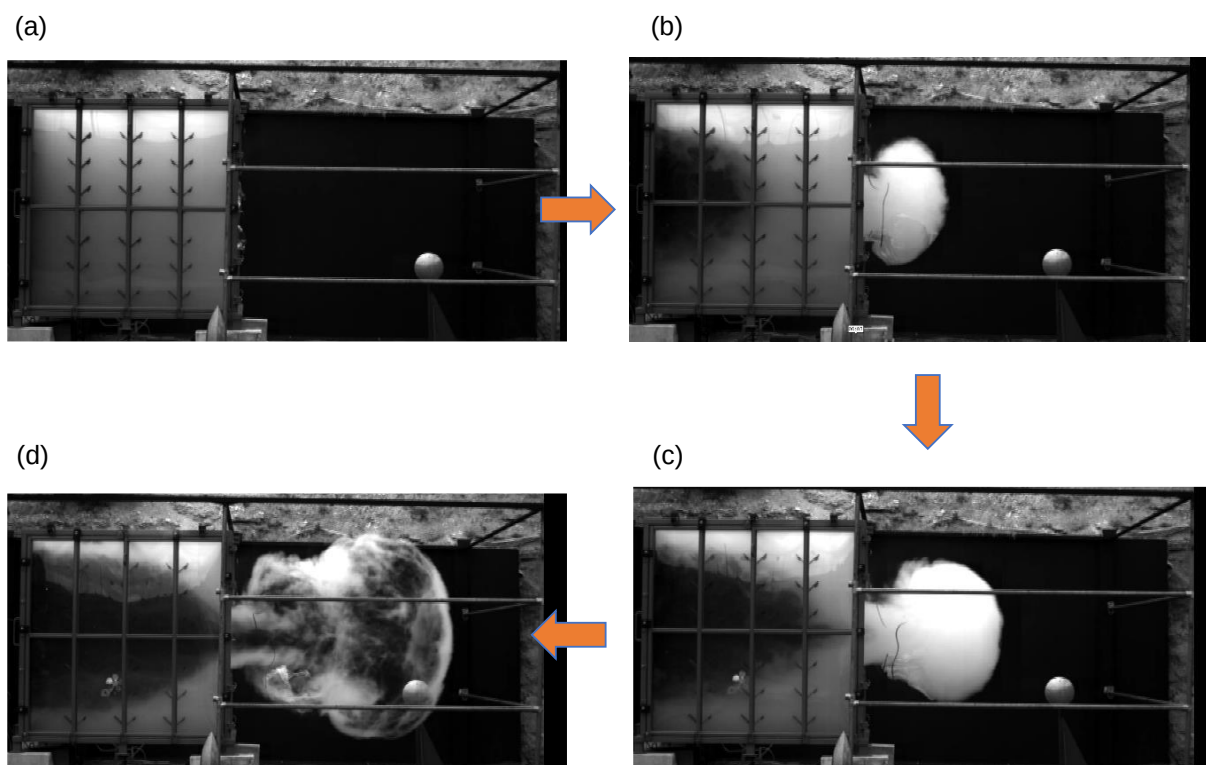


Figure 120 : Essai d'explosion confinée d'un mélange hydrogène-air à 16% dans une enceinte de 4 m³ équipée d'un évent d'explosion de 0,36 m² et de pression d'ouverture 50 mbar (a) mise à feu sur la face opposée à l'évent et propagation du front de flamme dans l'enceinte (b) ouverture de l'évent et expulsion d'une partie des gaz (c) arrivée de la flamme au niveau de l'évent (d) explosion secondaire

⁴⁵¹ Il génère aussi des effets thermiques mais ce sont généralement les effets de surpression qui sont dimensionnants

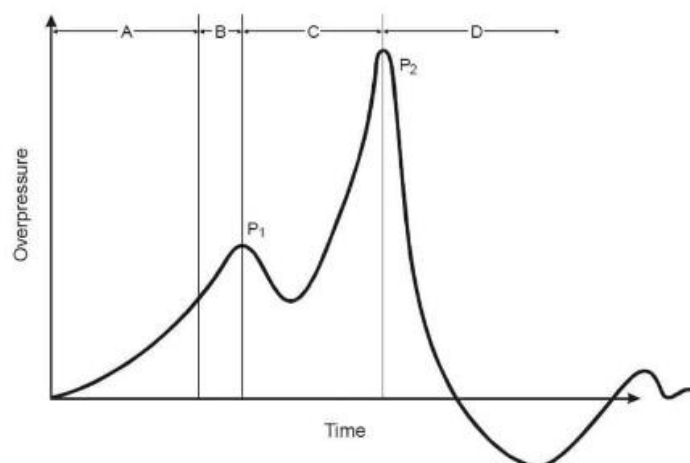


Figure 121 : Exemple schématique d'évolution de la pression interne au cours de l'explosion d'un mélange inflammable dans une enceinte comportant 1 ouverture⁴⁵²

Lorsque les surfaces soufflables sont mal dimensionnées, c'est-à-dire qu'elles ne sont pas en capacité d'évacuer avec un débit suffisant le gaz chaud produit par la flamme, la pression interne continue d'augmenter. Il est alors possible qu'elle dépasse la pression de résistance mécanique de l'enceinte, aboutissant à sa ruine complète. Des effets très importants, de surpression et de projection, peuvent alors être générés.

Pour plus d'informations sur la phénoménologie d'une explosion confinée, le lecteur est invité à consulter le rapport Omega 31 de l'Ineris⁴⁵³.

6.9.2 Modélisation d'une explosion confinée d'hydrogène dans une enceinte

La présente section traite de la modélisation d'une [explosion d'hydrogène dans une enceinte](#), sans que cette explosion ne mène à la ruine de celle-ci. Le scénario d'explosion aboutissant à l'éclatement de l'enceinte est traité dans [une autre partie](#) du document.

Par souci de simplicité, on se place ici dans le cas d'une enceinte isolée⁴⁵⁴, de forme relativement « cubique » (rapport de la plus grande sur la plus petite dimension inférieur à 5), dotée d'une seule ouverture ([évent d'explosion ou surface soufflable](#)), et dans laquelle survient une explosion de type [déflagration](#). Pour des informations plus complètes sur la modélisation des explosions confinées, le lecteur pourra se référer au rapport Omega 31 de l'Ineris⁴⁵³.

L'objectif du travail de modélisation, dans le contexte étudié, est d'évaluer le niveau de surpression interne dans l'enceinte et, selon la configuration de l'enceinte, d'évaluer les effets de surpression⁴⁵¹ associés à l'explosion secondaire générée à l'extérieur de l'enceinte, en supposant que l'enceinte a une résistance mécanique suffisante. Cette modélisation repose généralement sur une démarche en 4 étapes.

L'étape 1 est l'évaluation des caractéristiques du mélange inflammable à l'intérieur de l'enceinte : champ de concentration en hydrogène, taux de remplissage, champ de vitesse et de turbulence, etc. Si le mélange résulte d'une fuite accidentelle d'hydrogène sur un équipement, les caractéristiques du nuage peuvent être estimées à partir du [terme source](#) et d'un [modèle de dispersion en milieu confiné](#).

L'étape 2 est la modélisation de l'évolution de la pression dans l'enceinte au cours de l'explosion. Cette modélisation peut s'effectuer par un calcul itératif reposant, pour chaque incrément de temps, sur un bilan entre le taux de production de gaz brûlé et le taux d'évacuation des gaz par l'ouverture.

⁴⁵² Harris, R.J. (1983) The investigation and control of gas explosions in buildings and heating plant. London: E & FN Spon. 194 p. ISBN 0-419-13220-1

⁴⁵³ Ineris (2022) Omega 31 - Méthodes pour l'évaluation et la prévention des risques accidentels - Phénoménologie et modélisation des explosions de gaz confinées <https://www.ineris.fr/fr/omega-31-methodes-evaluation-prevention-risques-accidentels-phenomenologie-modelisation-explosions>

⁴⁵⁴ C'est-à-dire non connectées à une autre enceinte

En ce qui concerne l'augmentation du volume de gaz brûlé produit dans l'enceinte à chaque incrément de temps, $Q_{produit}$, celui-ci peut être évalué à partir de la [vitesse laminaire de combustion](#), S_{lad} , du [taux d'expansion des gaz brûlés](#), α , et de la surface du front de flamme, A_f :

$$Q_{produit} = S_{lad} \cdot A_f \cdot (\alpha - 1) \quad (14)$$

C'est ce dernier paramètre, A_f , qui est le plus difficile à estimer, car la surface du front de flamme peut être influencée par de nombreux facteurs : la forme de l'enceinte, l'agitation initiale du mélange, les instabilités de combustion, la présence d'obstacles sur le trajet, la localisation de la source d'inflammation, etc.

Une approche de modélisation couramment utilisée consiste à considérer une surface de flamme idéalisée, sphérique lorsque l'inflammation a lieu au centre de l'enceinte, ou hémisphérique lorsque l'inflammation a lieu au bord, et à prendre en compte la géométrie réelle du front de flamme à travers une vitesse « turbulente » de combustion, S_t , telle que S_t/S_{lad} est égal au rapport entre la surface réelle de la flamme, A_f , et sa surface idéalisée, A . L'expression (14) devient alors :

$$Q_{produit} = S_t \cdot A \cdot (\alpha - 1) \quad (15)$$

Plusieurs modèles, dont la description sort du cadre du présent document, ont été proposés pour estimer cette vitesse turbulente de combustion^{455,348}.

En ce qui concerne le volume de gaz évacué par l'ouverture dans le même incrément de temps, Q_{perdu} , celui-ci peut être estimé à partir d'un [modèle de calcul de débit de rejet](#), prenant en compte l'augmentation progressive de la surface de décharge, son inertie et son efficacité.

La variation de pression dans l'enceinte entre deux instants successifs, dP/dt , peut alors être déduite de la variation du volume de gaz, $Q_{produit} - Q_{perdu}$ et d'un modèle de comportement thermodynamique du mélange. Un VCE étant couramment associé à une compression adiabatique, ce phénomène peut être décrit par l'équation de Lewis et Von Elbe⁴⁵⁶ :

$$\frac{1}{P} \frac{dP}{dt} = \gamma \cdot \frac{Q_{produit} - Q_{perdu}}{V} \quad (16)$$

où P , V et γ sont respectivement la pression dans l'enceinte, son volume et le coefficient adiabatique du mélange⁴⁰⁸.

Cette 2^{ème} étape permet également de disposer, à chaque incrément de temps, de la masse et de la fraction volumique occupée par chaque gaz (frais et brûlé) au sein et en dehors de l'enceinte.

L'étape 3 est l'évaluation du volume et des caractéristiques du nuage inflammable formé à l'extérieur de l'enceinte au moment où celui-ci s'enflamme, c'est-à-dire à l'arrivée du front de flamme au niveau de l'ouverture. Cette étape découle directement de l'étape 2, puisqu'elle nécessite d'en extraire les résultats à l'instant t où le front de flamme atteint l'ouverture.

L'étape 4 est l'évaluation des effets de surpression liés à l'explosion secondaire et des distances aux seuils réglementaires associées (ELS, EL, EI), prises à partir du bord de l'enceinte. Cette étape revient à évaluer les distances d'effets d'une [explosion non confinée](#) dans un jet de gaz inflammable. Pour cela il est possible, par exemple, d'utiliser la [méthode multi-énergie](#).

⁴⁵⁵ Gülder O.L. & Smallwood G. J. (1995) Inner cut-off scale of flame surface wrinkling in turbulent premixed flames, Combustion and Flame, vol. 103, pp. 107-114 [https://doi.org/10.1016/0010-2180\(95\)00073-F](https://doi.org/10.1016/0010-2180(95)00073-F)

⁴⁵⁶ Lewis, B. & Von Elbe G. (1984) Combustion, flames and explosions of gases : 3rd ed., Academic Press, London, ISBN 0-12-446751-2

La démarche qui vient d'être décrite est loin d'être la seule possible. A titre d'exemple, la surpression maximum atteinte dans l'enceinte au cours de l'explosion peut aussi être évaluée à partir de modèles empiriques^{457,458,537,459,460}.

6.9.3 Applications numériques

Afin d'appréhender les conséquences d'une explosion confinée d'hydrogène dans une enceinte suite à un rejet accidentel d'hydrogène, pour différentes caractéristiques de rejets, il est proposé, comme pour les phénomènes précédents, quelques ordres de grandeur.

Pour une enceinte sans obstruction interne de 33 m³ avec une pression de rupture supposée de 500 mbar, typique de la pression de rupture des conteneurs, et pourvue d'un événement d'explosion de section carrée de 1,2 m de côté dont la surpression d'ouverture est de 100 mbar, il ressort, par exemple, que :

- pour une fuite d'hydrogène sous 30 bar à travers un orifice de 0,1 mm de diamètre, la concentration atteinte dans l'enceinte (1,1%) est inférieure à la [LIE](#), si bien que le mélange est non inflammable et qu'il n'y a pas d'explosion ;
- pour un même diamètre de fuite mais avec une pression de 700 bar, la concentration atteindrait moins de 10% et la surpression calculée ne dépasserait pas 100 mbar, le conteneur résisterait donc à l'explosion interne ;
- pour une même pression de 30 bar mais avec cette fois un diamètre de fuite de 10 mm, la pression dépasserait 3 bar, les événements ne suffisant pas à évacuer la surpression générée par l'explosion. L'éclatement de l'enceinte générerait des effets irréversibles à près de 30 m.

6.10 COMMENT MODELISER L'ECLATEMENT D'UN EQUIPEMENT OU D'UNE ENCEINTE ?

6.10.1 Phénoménologie d'un éclatement

Dans le contexte d'un système hydrogène, le phénomène [d'éclatement](#) peut concerner un équipement (réservoir de stockage, compresseur, etc.), si celui-ci est soumis à une surpression, une explosion interne ou une agression externe (Figure 83), ou une enceinte (de type bâtiment ou conteneur) si une fuite d'hydrogène vient à y générer une [explosion confinée](#) allant jusqu'à son éclatement.

Quelles que soient les circonstances de sa survenue, le phénomène d'éclatement comporte deux phases : une [détente pneumatique](#), c'est-à-dire une libération brutale de l'énergie mécanique accumulée (dépressurisation totale) et, de manière quasi-simultanée, une libération de l'hydrogène (ou du mélange) contenu dans l'équipement (ou dans l'enceinte), qui peut éventuellement s'enflammer et générer une [boule de feu](#), un [feu de nuage](#) ou un [UVCE](#).

La phénoménologie de l'éclatement pneumatique d'une capacité est indépendante du fluide qu'elle contient et, n'est donc pas spécifique à l'hydrogène. Cette phénoménologie est décrite en détails dans le rapport Omega 15 de l'Ineris²¹². L'onde de pression générée par la détente brutale du fluide a la forme d'une onde de choc, dont l'intensité s'atténue avec la distance. Cette onde se traduit par une montée en pression extrêmement rapide et une durée de phase positive correspondant à la durée de dépressurisation de la capacité. Cette phase de surpression est suivie d'une phase de dépression permettant le retour à l'équilibre de l'atmosphère.

La Figure 122 illustre le type de signal de pression potentiellement observé à quelques mètres d'un réservoir d'hydrogène suite à son éclatement. A gauche est représenté un cas théorique dans lequel l'hydrogène libéré s'enflamme de manière [retardée](#). Deux pics de pression sont alors susceptibles d'être observés, l'un correspondant à l'onde de choc et l'autre à l'UVCE (dont l'amplitude est plus moins

⁴⁵⁷ Bartknecht, W. (1981) Explosions, course, prevention, protection. Heidelberg: Springer-Verlag. 251 p. ISBN 3-540-10216-7.

⁴⁵⁸ Norme NF EN 14994 Systèmes de protection par événement contre les explosions de gaz

⁴⁵⁹ Molkov, V., Shentsov, V. and Quintiere, J., 2014, Passive ventilation of a sustained gaseous release in an enclosure with one vent, Int. J. of Hydrogen Energy, Volume 39, Issue 15, 2014, pp. 8158–8168 <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.03.069>

⁴⁶⁰ Bauwens C.R., Chao J., Dorofeev S.B., 2012. Effect of hydrogen concentration on vented explosion overpressures from lean hydrogen–air deflagrations. International Journal of Hydrogen Energy 37, 17599–17605, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.04.053>

importante et peut éventuellement être noyée dans les oscillations du signal liées à la détente pneumatique). A droite est présenté un cas où l'hydrogène s'enflamme très rapidement après l'éclatement, donnant lieu à une boule de feu. Dans ce cas, les signaux de pression mesurés ne permettent pas de distinguer l'éventuelle contribution de la combustion sur les effets de pression produits. Contrairement à ce qu'il est souvent admis, des travaux montrent que la combustion de l'hydrogène libéré lors de l'éclatement d'un réservoir à l'air libre peut entraîner une augmentation des effets de pression (augmentation de 37% à 5 m pour un éclatement de 36 L sous 700bar à l'air libre, d'après Molkov⁴⁶¹).

Des travaux sont en cours à l'Ineris afin de mieux appréhender et modéliser ce phénomène, mais à ce stade, seuls les effets de pression dus à l'éclatement pneumatique (détente brutale du gaz) sont généralement calculés.

La rupture de l'enceinte s'accompagne également de la projection de fragments, dont le nombre et la taille sont déterminés, notamment, par le comportement fragile ou ductile des matériaux en constituant l'enveloppe. La trajectoire de ces fragments est déterminée, outre par les conditions initiales, par les effets de freinage aérodynamique, de portance éventuelle et de pesanteur²¹².

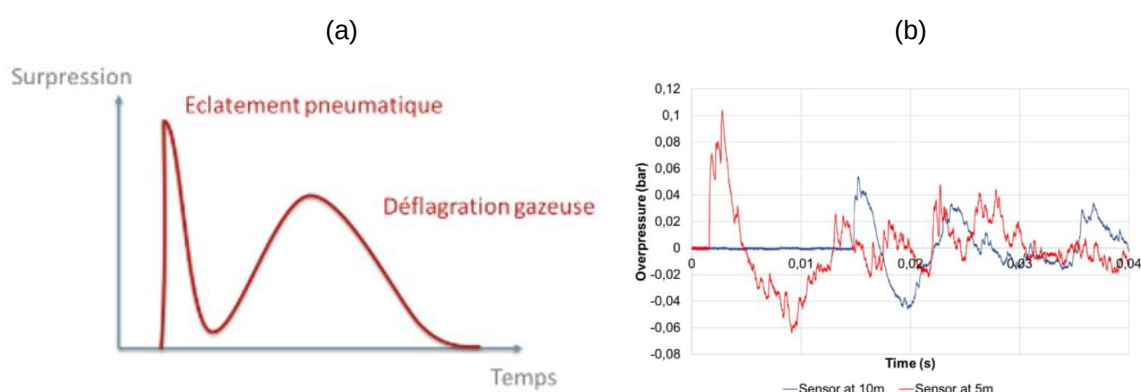


Figure 122 : Onde de pression générée par l'éclatement d'un réservoir d'hydrogène (a) forme d'onde théorique dans le cas d'une inflammation retardée de l'hydrogène, (b) Onde réelle mesurée à 5 m et à 10 m lors de l'éclatement à 854 bar d'un réservoir de 2,4 L initialement pressurisé sous 700 bar soumis à un feu.

6.10.2 Modélisation de la détente pneumatique liée à un éclatement

La méthode présentée ci-après s'applique au cas d'un éclatement pneumatique de réservoir sans inflammation de l'hydrogène. Elle ne s'applique donc pas aux cas des réservoirs pris dans un feu, pour lesquels les effets de la combustion de l'hydrogène se cumulent partiellement avec ceux de l'éclatement pneumatique.

L'approche utilisée pour modéliser l'éclatement pneumatique d'une capacité contenant de l'hydrogène est la même que pour une capacité remplie d'un autre gaz. Celle-ci est décrite en détails dans le rapport Omega 15 de l'Ineris²¹². Elle comporte principalement deux étapes.

La 1^{ère} étape consiste à déterminer l'énergie mécanique accumulée dans l'enceinte au moment de son éclatement. Cette énergie peut être estimée par la formule de Brode⁴⁶² :

$$E = \frac{P_{rup}V}{\gamma - 1} \quad (17)$$

où V est le volume l'enceinte, P_{rup} la pression relative dans l'enceinte au moment de son éclatement et γ est le coefficient adiabatique du gaz libéré⁴⁰⁸.

⁴⁶¹ Molkov V.V et al, 2020, *Dynamics of blast wave and fireball after hydrogen tank rupture in a fire in the open atmosphere*, International Journal of Hydrogen Energy, 2021, p.4644-4665, Elsevier <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.10.211>

⁴⁶² Brode (1959) Blast wave from a spherical charge, The physics of fluid, volume 2

L'enjeu principal réside ici dans l'estimation de la pression de rupture, qui dépend du mode de défaillance de l'équipement. Le Tableau 23 fournit, à titre d'illustration, les valeurs généralement considérées par l'Ineris pour la pression de rupture, en fonction des modes de défaillance et du matériau constitutif de l'équipement. Il est à noter que ces valeurs, qui sont raisonnablement conservatives, n'ont pas de prétention universelle et ne doivent pas exonérer l'exploitant d'une réflexion au cas par cas.

Mode de rupture	P_{rup}
Surpression	P_{RS}
Explosion interne	P_{Max}
Agression mécanique	P_{MS}
Agression thermique (équipement métallique)	$0,5 * P_{RS}$
Agression thermique (réservoir composite ¹)	P_{MS}

¹ ou réservoir métallique protégé par une soupape (en supposant que la soupape limite la pression à la P_{PMS})

Tableau 23 : Valeurs de pression de rupture généralement considérées par l'Ineris dans le calcul de l'énergie de Brode pour modéliser les effets de l'éclatement pneumatique d'un équipement hydrogène, en fonction de son mode de rupture. P_{RS} = résistance à la rupture de l'équipement en statique ; P_{Max} = pression maximum de l'explosion interne ; P_{MS} = pression maximum de service de l'équipement

La 2^{ème} étape consiste à modéliser l'émission et la propagation de l'onde de pression générée dans l'environnement. Plusieurs méthodes ont été proposées^{463,464,465}, décrivant de manière globale la physique sous-jacente. Elles considèrent un éclatement en champ libre, mais certaines peuvent être adaptées à des configurations avec obstacles. Ces méthodes supposent par ailleurs que les parois de l'équipement sont sans inertie et disparaissent instantanément au moment de la rupture, ce qui est une hypothèse conservatrice, puisque dans la réalité, les parois s'accroissent progressivement et la dépressurisation est moins brutale.

La méthode privilégiée par l'Ineris est la méthode PROJEX, qui repose sur l'utilisation des abaques de la [méthode multi-énergie](#), avec un indice de violence maximum (10). L'application de cette méthode aux cas d'éclatements de réservoirs de gaz sous pression a été validée expérimentalement (Figure 123).

Notons enfin que la modélisation des effets liés à la projection des fragments repose sur les équations classiques de la balistique. Ces effets sont toutefois rarement modélisés dans les études de sécurité dans la mesure où il n'existe pas de seuils réglementaires associés. En effet, une approche générique est très difficile à définir pour ces effets, étant donné la diversité de la taille, du poids, de la forme, du matériau des éventuels projectiles.

⁴⁶³ Baker, W.E. et al. (1983) Explosion hazards and evaluation, ed. Elsevier <https://shop.elsevier.com/books/explosion-hazards-and-evaluation/baker/978-0-444-42094-7>

⁴⁶⁴ Duplantier, C. (1996) Les phénomènes d'explosion résultant de la combustion de gaz de vapeurs et de brouillards dans des appareils clos, Rapport scientifique et technique de l'INERIS, réf. RST 04 https://books.google.it/books/about/Les_ph%C3%A9nom%C3%A8nes_d_explosion_r%C3%A9sultant.html?id=5cBFGQAACAAJ&redir_esc=y

⁴⁶⁵ UFIP (2002) Guide Méthodologique pour la réalisation des Études de Dangers en raffineries, stockages et dépôts de produits liquides et liquéfiés, https://www.energiesetmobilités.fr/uploads/documents/Guide_bleu_version_20040130.pdf

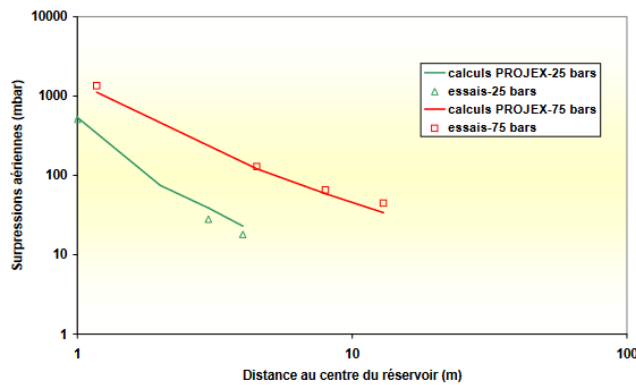


Figure 123 : Comparaison des niveaux de pression calculés à l'aide de la méthode PROJEX et mesurés lors de l'éclatement pneumatique de réservoirs de gaz

6.10.3 Applications numériques

Comme détaillé dans ce chapitre, les principaux paramètres relatifs aux distances d'effet de [l'éclatement pneumatique](#) sont les volumes et pressions nominales de service (P_{NS}) ainsi que le mode de rupture.

Pour un volume de 150 litres à 30 bar de P_{NS} par exemple, un sur-remplissage conduit à des effets irréversibles à 17 m environ quand un éclatement pour une P_{NS} de 700 bar et pour la même cause provoquerait ces mêmes effets à près de 50 m. Pour l'éclatement d'un même réservoir à la même P_{NS} de 700 bar mais cette fois consécutif à une agression thermique, la distance aux effets irréversibles serait de l'ordre de 35 m.

7 LA REDUCTION DES RISQUES LIES A L'HYDROGENE

7.1 PREAMBULE

Ce chapitre présente un ensemble de mesures, techniques et/ou humaines, permettant de prévenir la survenue d'accidents liés à l'hydrogène (mesures de prévention), d'en limiter les effets (mesures de mitigation) ou de protéger les enjeux environnants des effets potentiels d'accidents (mesures de protection).

Ces mesures sont celles qui sont les plus communément mises en œuvre dans les systèmes hydrogène. Néanmoins, cette revue n'a pas vocation à être exhaustive et il est important de rappeler qu'une mesure de sécurité doit toujours être définie par rapport au contexte spécifique du système étudié et résulter d'une analyse de risques (Figure 67).

Le présent chapitre est organisé par objectifs de sécurité : il présente d'abord les mesures de sécurité répondant à des objectifs de prévention, puis celles répondant à des objectifs de mitigation et enfin celles répondant à des objectifs de protection des enjeux.

Le Tableau 24 donne une vue d'ensemble de ces objectifs et cite quelques exemples de mesures de sécurité répondant à chacun de ces objectifs, en indiquant si celles-ci relèvent de la sécurité inhérente, de la sécurité fonctionnelle ou de la gestion opérationnelle.

Ces mesures sont ensuite décrites en détails dans le corps du chapitre, hormis certaines mesures générales (suivi en exploitation, contrôle et maintenance préventive, formation, organisation de la sécurité) ou relevant de la réduction des potentiels de dangers, déjà présentées au § 3.2.

Notons que toutes ces mesures ne sont pas, pour la plupart, spécifiques à l'hydrogène mais les propriétés spécifiques de l'hydrogène peuvent influencer sur la pertinence, le dimensionnement et la performance de celles-ci.

Même si cela n'est pas rappelé à chaque fois, les mesures de sécurité présentées dans ce chapitre sont des dispositifs ou des dispositions dont l'efficacité et la fiabilité dépendent à la fois d'une conception, d'une installation et d'un contrôle et d'une maintenance appropriés.

Il est aussi à remarquer que bon nombre de ces mesures sont imposées par la réglementation et que leurs règles de conception et de mise en œuvre sont généralement définies dans des normes, auxquelles la réglementation peut éventuellement se référer. Ces normes seront citées tout au long de ce chapitre.

Enfin, ne seront abordées dans ce chapitre que les mesures de sécurité liées à l'usage de l'hydrogène gazeux. La maîtrise des risques liés à l'hydrogène liquide, du fait de son niveau de maturité moindre, n'est que brièvement abordée au § 8.7.

§	Objectifs de sécurité (généraux et détaillés)	Exemples de mesures répondant à ces objectifs	Sécu. inhér.	Sécu. fonct.	Gest. Opér.
Mesures générales					
3.2.7	Respecter les conditions d'exploitation prescrites des systèmes et composants	Suivi des paramètres d'exploitation (P, T°, débit, etc.)			X
		Respect de la périodicité prescrite de contrôle et maintenance			X
3.2.8	Effectuer un contrôle et une maintenance préventive des équipements	Plan de contrôle et de maintenance adapté			X
3.2.9	Former et sensibiliser le personnel au risque hydrogène	Formations spécifiques hydrogène			X
3.2.10	Mettre en place une organisation en matière de sécurité	Responsabilités, procédures, partage du REX, etc.			X
3.2.11	Se préparer en cas de situation accidentelle	Procédures et moyens d'urgence adaptés			X
Réduction des potentiels de danger					
3.2.1	Minimiser la quantité d'hydrogène stockée	Production d'hydrogène à la demande via un électrolyseur	X		
3.2.1	Substituer l'hydrogène par une substance moins dangereuse	Utilisation d'hydrogène dilué avec un gaz inerte	X		
3.2.1	Modérer par conception les conditions opératoires (pression, température, débit)	Limiter par conception la pression de sortie d'un compresseur	X		
		Minimiser le diamètre des tuyauteries et orifices de décharge	X		
Mesures de prévention					
Limiter la probabilité de fuite accidentelle suite à une défaillance matérielle					
7.2.1	Simplifier le système	Limitation du nombre de composants et de connexions	X		
		Choix de raccords soudés plutôt que vissés	X		
7.2.2	Utiliser des systèmes et composants conformes aux exigences de mise sur le marché	Choix de systèmes et composants marqués CE	X		
7.2.3	Choisir des matériaux compatibles avec l'hydrogène	Respect des normes spécifiques en la matière	X		
7.2.4	Vérifier l'étanchéité du système à des étapes clés et de manière périodique	Essai en pression après fabrication et à la mise en service	X		
		Contrôle périodique de l'étanchéité en phase d'exploitation			X
7.2.5	Limitier le risque de corrosion	Choix de nuances d'acier adaptées	X		
		Contrôles de corrosion à une fréquence adaptée			X
Limiter la probabilité de fuite accidentelle suite à une erreur opératoire					
7.3.1	Suivre des procédures spécifiques à chaque opération	Procédure de serrage de raccord			X
7.3.2	Utiliser des détrompeurs	Détrompeur mécanique	X		
		Détrompeur de contact/signalement/chronologique/marquage		X	
7.3.3	Mettre en sécurité le système sur départ anticipé d'un véhicule raccordé	Système anti-arrachement		X	
Limiter la probabilité d'éclatement d'un équipement par surpression					
7.4.1	Définir et respecter un protocole de remplissage adapté	Respect des normes reconnues de remplissage de véhicules			X
7.4.2	Concevoir l'équipement de telle sorte qu'il résiste aux surpressions et à la fatigue	Respect des normes réglementaires en vigueur	X		
7.4.3	Mettre en sécurité le système sur détection de dérive du procédé	Mise en sécurité sur seuil de P/T ou de variation de P/T		X	
7.4.4	Prévoir un dispositif de décompression	Soupape de sécurité		X	
		Disque de rupture		X	
7.4.5	Prévoir un dispositif d'isolement entre équipements	Clapet anti-retour		X	
Limiter la probabilité d'éclatement d'un équipement par explosion interne					
7.5.1	Limitier la probabilité d'intrusion d'air dans l'équipement	Mise en sécurité sur niveau bas de pression		X	
7.5.2	Limitier la probabilité d'un mélange hydrogène-oxygène dans l'équipement	Mise en sécurité sur détection d'H ₂ dans O ₂ ou réciproquement		X	
7.5.3	Respecter les bonnes pratiques d'inertage	Guide FD CEN/TR 15281			X
7.5.4	Dimensionner la résistance de l'équipement aux effets d'une explosion interne	Calcul prédictif de la pression d'explosion	X		
7.5.5	Isoler une explosion interne	Arrête-flammes		X	

§	Objectifs de sécurité (généraux et détaillés)	Exemples de mesures répondant à ces objectifs	Sécu. inhér.	Sécu. fonct.	Gest. Opér.
Limiter la probabilité de fuite accidentelle ou d'éclatement par agression externe					
7.6.1	Eloigner le système hydrogène des agresseurs potentiels	Distances d'éloignement, mise en place d'une clôture	X		
		Mise en place d'une zone de circulation réglementée			X
7.6.2	Signaler les dangers liés à la présence d'hydrogène	Pictogrammes de dangers / signalement de canalisation			X
7.6.3	Protéger physiquement les équipements	Mur de protection, conteneur, coffret renforcé, plot en béton		X	
		Revêtement anti-feu (mousse isolante, peinture intumescente)		X	
7.6.4	Mettre en sécurité le système sur détection incendie	Mise en sécurité sur détection de flammes ou d'élévation de T°		X	
7.6.5	Concevoir l'équipement de telle sorte qu'il résiste aux chocs et au feu	Essais normalisés de tenue aux chocs et au feu	X		
7.6.6	Prévoir un dispositif de libération de l'hydrogène sous l'effet de la chaleur	Thermofusible (TPRD)		X	
7.6.7	Concevoir l'équipement de telle sorte qu'il fuie sous l'effet de la chaleur	Fonte du liner d'un réservoir sous l'effet de la chaleur	X		
Mesures de mitigation					
Limiter le volume et la concentration du mélange inflammable généré en cas de rejet					
7.7.1	Placer le système hydrogène en milieu ouvert	Par conception	X		
7.7.2	Prévoir une ventilation appropriée en milieu confiné	Ventilation naturelle	X		
		Ventilation forcée		X	
7.7.3	Mettre en sécurité le système sur détection de fuite	Isolement sur détection de gaz, variation de pression, etc.		X	
Limiter la probabilité d'inflammation de rejets potentiels d'hydrogène					
7.9.1	Définir un zonage ATEX et respecter les prescriptions qui s'y rattachent	Respect des normes et guides ATEX en vigueur			X
7.9.4	Limiter la probabilité d'inflammation spontanée de rejets d'hydrogène	Nettoyage régulier du système			X
Limiter les effets d'une explosion d'hydrogène					
7.10.1	Eviter les conditions propices à une explosion violente	Limiter l'encombrement ou les zones confinées	X		
7.10.2	Limiter la réactivité du mélange inflammable en cours d'explosion	Dispersion d'agents inhibiteurs (mousses aqueuses, etc.)		X	
7.10.3	Utiliser un dispositif de décharge d'explosion	Event d'explosion, surface soufflable		X	
Mesures de protection					
Protéger les enjeux vulnérables des effets d'accidents potentiels					
7.11.1	Eloigner les systèmes hydrogène des enjeux vulnérables	Distances d'éloignement, mise en place d'une clôture	X		
		Mise en place d'une zone interdite au public			X
7.11.2	Mettre à l'évent les rejets d'hydrogène	Event respectant les normes en vigueur	X		
7.11.3	Placer des obstacles physiques autour des systèmes hydrogène	Mur de protection, bunker, coffret renforcé		X	
7.11.4	Réduire la vulnérabilité des structures aux effets d'accidents potentiels	Par conception ou par renforcement des structures	X		

Tableau 24 : Vue d'ensemble des mesures de sécurité couramment appliquées dans le contexte de systèmes hydrogène, ordonnées par objectifs. A gauche les numéros de sections correspondantes. A droite est indiqué, pour chaque mesure, si celle-ci relève de la sécurité inhérente, de la sécurité fonctionnelle ou de la gestion opérationnelle

7.2 COMMENT LIMITER LA PROBABILITE DE FUITE ACCIDENTELLE SUITE A UNE DEFAILLANCE MATERIELLE ?

7.2.1 Simplifier le système

La grande majorité des fuites survenant sur des procédés hydrogène ont lieu au niveau des connexions (brides, raccords, joints), accessoires (vannes, piquages, etc.) et toutes les zones où les contraintes sont maximales (coudes, soudures, etc.). Une façon de prévenir le risque de fuites est de concevoir des systèmes simplifiés et de limiter ainsi le nombre de composants vulnérables, par exemple en privilégiant des systèmes centralisés.

Par ailleurs, des raccords soudés seront préférés aux raccords amovibles (vissés, emboîtés, etc.). Certaines normes fournissent des lignes directrices pour qualifier un mode opératoire de soudage. Celles-ci varient en fonction du contexte et de la nature des matériaux. On peut citer, par exemple, la norme NF EN ISO 15614-1⁴⁶⁶.

7.2.2 Utiliser des systèmes et composants conformes aux exigences de mise sur le marché

Le processus réglementaire [d'évaluation de la conformité](#) auquel les systèmes hydrogène et leurs composants sont soumis, notamment vis-à-vis des Directives ESP, ESPT, ATEX ou Machines, est une des principales garanties contre le risque de défaillance matérielle de ces systèmes et composants au cours de leur exploitation.

Lorsqu'une certification par un organisme notifié n'est pas imposée réglementairement, une démarche volontaire d'évaluation par un tiers compétent, de la conformité d'un système ou d'un composant aux exigences essentielles des directives qui le concernent, est une mesure supplémentaire de réduction du risque.

7.2.3 Choisir des matériaux compatibles avec l'hydrogène

Il est connu depuis longtemps que l'hydrogène peut fragiliser certains matériaux¹⁸⁵. Même si [les processus qui sont à l'origine de cette fragilisation sont complexes](#), il est essentiel, lors de la conception d'un procédé, de choisir des matériaux compatibles avec l'hydrogène et avec ses conditions de mise en œuvre.

Les aciers compatibles avec l'hydrogène sont, de manière générale, des aciers à faible teneur en carbone et disposant d'un faible taux d'impuretés. L'aluminium étant un des rares métaux peu sensibles aux attaques de l'hydrogène, des alliages d'aluminium sont souvent utilisés. Certains polymères sont également propices à une utilisation avec de l'hydrogène. A contrario, les aciers ferritiques sont généralement déconseillés.

Le rapport technique ISO TR 15196²³² fournit dans son annexe C une liste de matériaux plus ou moins compatibles avec l'hydrogène. Les normes NF EN ISO 11114-1⁴⁶⁷ et EN ISO 11114-2⁴⁶⁸ fournissent des recommandations génériques sur le choix des matériaux de réservoirs, [métalliques et non-métalliques \(composites\)](#), compatibles avec le gaz contenu. La norme NF EN ISO 11114-4⁴⁶⁹ décrit plus spécifiquement les méthodes d'essai permettant de qualifier les aciers en vue de fabriquer des bouteilles à gaz résistantes à la fragilisation par l'hydrogène. Il existe également des normes spécifiques pour les canalisations de transport, telles que l'ASME B31.12⁴⁷⁰ par exemple.

⁴⁶⁶ Norme NF EN ISO 15614-1 Descriptif et qualification d'un mode opératoire de soudage pour les matériaux métalliques - Épreuve de qualification d'un mode opératoire de soudage - Partie 1: Soudage à l'arc et aux gaz des aciers et soudage à l'arc du nickel et des alliages de nickel

⁴⁶⁷ NF EN ISO 11114-1 Bouteilles à gaz - Compatibilité des matériaux des bouteilles et des robinets avec les contenus gazeux - Partie 1 : matériaux métalliques

⁴⁶⁸ NF EN ISO 11114-2 Bouteilles à gaz - Compatibilité des matériaux des bouteilles et des robinets avec les contenus gazeux - Partie 2 : matériaux non métalliques

⁴⁶⁹ NF EN ISO 11114-4 Bouteilles à gaz transportables - Compatibilité des matériaux et des robinets avec les contenus gazeux - Partie 4 : Méthodes d'essai pour le choix de matériaux métalliques résistants à la fragilisation par l'hydrogène

⁴⁷⁰ Norme ASME B31.12, Hydrogen Piping and Pipelines

Les processus de fragilisation sont très dépendants de la pression et de la température, paramètres qui doivent impérativement être pris en compte dans le processus de sélection des matériaux pour une application donnée. Le mécanisme de fragilisation a aussi une forte incidence sur le comportement en fatigue du matériau. Les matériaux les plus sensibles doivent donc être évités pour des applications impliquant des sollicitations mécaniques cycliques.

Un point d'attention doit également être porté aux soudures et aux zones affectées thermiquement, qui peuvent être des zones sensibles à la fragilisation en présence d'hydrogène⁷⁵.

7.2.4 Vérifier l'étanchéité des systèmes à des étapes clés et de manière périodique

L'étanchéité est le nerf de la guerre de la sécurité des systèmes hydrogène. Il est essentiel que l'étanchéité de ces systèmes soit contrôlée à certaines étapes clés de leur vie : 1- après la fabrication de certains composants 2- après le montage et à la mise en service du système, 3- après certaines interventions de maintenance. En phase nominale d'exploitation, une vérification périodique de l'étanchéité du système doit également être réalisée, à une fréquence adaptée. Certains de ces contrôles peuvent être imposés par la réglementation, conformément à [Directive ESP](#) et à l'arrêté du 20 novembre 2017²⁷⁴.

Il existe plusieurs méthodes de contrôle de l'étanchéité d'une installation, certaines sont indicatives (méthodes par gaz traceur ou par produits moussants), d'autres sont quantitatives (méthodes par mesurage de variation de pression). Ces méthodes sont décrites dans la norme NF EN 1779⁴⁷¹.

Pour les essais en pression, la norme NF M 58-003²³³ recommande que ceux-ci soient réalisés à l'azote ou à l'hélium (ou un mélange des deux) à au moins 110% de la pression maximale de service. Les modalités de réalisation de ces essais sont spécifiées dans les normes relatives aux équipements concernés : NF EN 13445-5⁴⁷² pour les récipients, NF EN 13480-5⁴⁷³ pour les tuyauteries, NF EN 12266-1⁴⁷⁴ pour les robinets, NF EN ISO 4126-1⁴⁷⁵ pour les soupapes et NF EN ISO 4126-2⁴⁷⁶ pour les disques de rupture.

Il est souvent utile, également, de mettre en place des moyens de [détection de fuite par suivi de la pression interne des équipements](#).

7.2.5 Limiter le risque de corrosion

L'hydrogène n'est pas corrosif en tant que tel. Néanmoins, du fait de l'interaction avec d'autres causes de corrosion, [les accidents liés à la corrosion restent fréquents dans les systèmes mettant en œuvre de l'hydrogène](#). Cette corrosion peut être aussi bien externe aux équipements (corrosion sous calorifuge, corrosion galvanique), qu'interne (au niveau des coudes notamment).

Les mesures permettant de protéger ces systèmes de la corrosion sont notamment le choix de nuances d'acier adaptées, la maintenance préventive, ou encore, la réalisation de contrôles de corrosion à une fréquence adaptée.

Les équipements doivent, autant que possible, être protégés de la pluie (par un auvent par exemple), des environnements agressifs, notamment salins (par une peinture adaptée) et il doit être évité de les enterrer (tuyauteries par exemple). Dans le cas où des équipements doivent être enterrés (canalisations de transport, tubages de puits de stockages souterrains, etc.), des mesures de prévention de la corrosion externe doivent être mises en place, notamment un revêtement anti-corrosion et une protection cathodique.

⁴⁷¹ Norme NF EN 1779 Essais non destructifs - Contrôle d'étanchéité - Critères de choix de la méthode et de la technique

⁴⁷² Norme NF EN 13445-5 Récipients sous pression non soumis à la flamme - Partie 5 : inspection et contrôle

⁴⁷³ Norme NF EN 13480-5 Tuyauteries industrielles métalliques - Partie 5 : inspection et contrôle

⁴⁷⁴ Norme NF EN 12266-1 Robinetterie industrielle - Essais des appareils de robinetterie métalliques - Partie 1 : essais sous pression, procédures d'essai et critères d'acceptation - Prescriptions obligatoires

⁴⁷⁵ Norme NF EN ISO 4126-1 Dispositifs de sécurité pour protection contre les pressions excessives - Partie 1 : soupapes de sûreté

⁴⁷⁶ Norme NF EN ISO 4126-2 Dispositifs de sécurité pour protection contre les pressions excessives - Partie 2 : Dispositifs de sûreté à disque de rupture

7.3 COMMENT LIMITER LA PROBABILITE DE FUITE ACCIDENTELLE SUITE A UNE ERREUR OPERATOIRE ?

7.3.1 Suivre des procédures spécifiques à chaque opération

Certains accidents mettant en œuvre de l'hydrogène ont pour origine des erreurs opératoires, notamment lors des interventions de maintenance : défauts ou excès de serrage de raccords^{477,478}, remplacement d'une pièce par une autre non compatible avec l'hydrogène, etc.

Les erreurs opératoires peuvent être liées à de nombreux facteurs, relevant en grande partie de l'organisation de la sécurité. Un des aspects fréquemment relevés est l'absence de procédures. La définition de procédures spécifiques à chaque opération, basées sur les recommandations du fabricant, tenant compte des recommandations de la profession (normes, guides, etc.) et établies avec la participation des techniciens en charge de les appliquer, est un bon moyen de limiter la possibilité d'erreurs.

7.3.2 Utiliser des détrompeurs

Un détrompeur, au sens large⁴⁷⁹, est un dispositif ou une disposition qui a pour fonction d'empêcher ou de limiter la probabilité de réaliser une action erronée^{480,481}.

Les principaux types de détrompeurs susceptibles d'être mis en œuvre dans le contexte de systèmes hydrogène, illustrés par quelques exemples, sont présentés dans le Tableau 25.

L'utilisation de détrompeurs est particulièrement importante dans le contexte des nouvelles applications de l'hydrogène, en particulier dans le domaine de la mobilité, où des utilisateurs non formés (ou peu formés) seront amenés à effectuer des opérations au cours desquelles le risque d'erreurs doit être absolument proscrit (typiquement la recharge d'un véhicule hydrogène en station-service).

Ainsi, par exemple, pour les véhicules terrestres alimentés en hydrogène gazeux, la norme ISO 17268⁴⁸² définit précisément les caractéristiques des connecteurs de remplissage côté véhicule et côté station, pour chaque gamme de pression, afin qu'il ne puisse pas y avoir d'erreur conduisant à un risque de surpression dans le réservoir.

⁴⁷⁷ Fiche ARIA Raccords et joints https://www.aria.developpement-durable.gouv.fr/wp-content/uploads/2013/07/06-07-analogies_raccords_joints.pdf

⁴⁷⁸ ADEME (2015) Guide d'information sur les risques et les mesures de sécurité liés à la production décentralisée d'hydrogène <https://www.actu-environnement.com/media/pdf/news-24903-securite-production-decentralisee-hydrogene.pdf>

⁴⁷⁹ La notion de « détrompage » trouve son origine dans la méthode de *lean manufacturing*, développée au Japon dans les années 50 dans le but d'optimiser des processus industriels pour leur apporter plus de valeur. Elle est étendue ici à une utilisation plus large, dans une optique de sécurité industrielle.

⁴⁸⁰ Performance Industrielle (2024) <https://performance-industrielle.fr/les-concepts/le-poka-yoke-detrompeur/>

⁴⁸¹ Wikipédia – Détrompeur (consulté en septembre 2024) <https://fr.wikipedia.org/wiki/D%C3%A9trompeur>

⁴⁸² Norme ISO 17268 Dispositifs de raccordement pour le ravitaillement des véhicules terrestres en hydrogène gazeux

Type de détrompeur	Principe	Exemples dans le contexte de systèmes hydrogène
Détrompeur mécanique	Rend techniquement impossible une erreur par un dispositif mécanique solidaire de l'équipement	Ergot ou forme dissymétrique de pièces de raccords pour éviter les erreurs de montage ou de connexion (par ex. pistolet de ravitaillement)
Détrompeur de contact	Bloque le procédé tant qu'un contact entre deux éléments est établi (ou n'est pas établi)	Impossibilité de démarrer un véhicule tant que le pistolet est raccordé
Détrompeur de signalement	Indique par un signal sonore qu'une opération a (ou n'a pas) été effectuée et entraînant une action de l'opérateur	Avertissement sonore en cas de démarrage du camion encore raccordé à la station alertant l'opérateur
Détrompeur chronologique	Suite d'opérations obligatoires à réaliser dans un ordre précis pour mettre en route le procédé	Impossibilité de démarrer le remplissage du véhicule tant que l'essai d'étanchéité du flexible n'a pas été réalisé
Marquage	Effectuer des repères pour éviter de se tromper de pièce, de sens de montage, de sens d'actionnement ou de couple de serrage	Marque de serrage sur un raccord Code couleur pour limiter le risque d'erreurs lors de remplacement de pièces

Tableau 25 : Détrompeurs susceptibles d'être utilisés dans le contexte de systèmes hydrogène

7.3.3 Mettre le système en sécurité sur départ anticipé d'un véhicule raccordé

Pour éviter, lors du remplissage ou du dépotage d'un véhicule en hydrogène, que le flexible soit arraché en cas de départ inopiné du véhicule, une mesure courante est de mettre en place un système anti-arrachement au niveau du raccordement entre le flexible et l'installation.

Ce système a deux fonctions :

- en cas de tension excessive sur le flexible, permettre à celui-ci de se détacher sans se rompre. Cette fonction peut être assurée, par exemple, par des vis prédécoupées installées sur le raccord, qui cèdent à partir d'une certaine traction ;
- limiter la quantité de gaz libérée en isolant la fuite, côté installation et côté flexible (toujours connecté au véhicule), au moyen de raccords auto-obturants (clapets de rupture).

Les normes ISO 19880-1⁴⁸³ et 19880-3⁵⁵⁷ fournissent des prescriptions relatives à la conception des systèmes anti-arrachement dans le contexte de stations-services hydrogène.

Sur un *tube-trailer*, c'est généralement une vanne d'isolement, alimentée en air comprimé par l'installation fixe, qui permet d'isoler les réservoirs d'hydrogène en cas d'arrachement inopiné du flexible ou de fonte de celui-ci suite à une agression thermique.

7.4 COMMENT LIMITER LA PROBABILITE D'ECLATEMENT D'UN EQUIPEMENT PAR SURPRESSION ?

7.4.1 Définir et respecter un protocole de remplissage adapté

Pour limiter le risque de sur-remplissage ou d'échauffement/refroidissement excessif d'un [réservoir d'hydrogène comprimé](#), susceptible de conduire à son [éclatement](#) ou à la dégradation prématurée de son enveloppe, il convient de respecter un protocole de remplissage. Ce protocole vise à garantir que l'état de charge et la température du réservoir ne dépassent pas certaines limites au-delà desquelles le réservoir pourrait être endommagé.

Dans le cas des véhicules terrestres, les stations mises en service au sein de l'Union Européenne doivent appliquer un protocole conforme à la norme NF EN 17127⁴⁸⁴. Plusieurs protocoles définis par la *Society of Automotive Engineers* (SAE) (Tableau 26) répondent à ces exigences. Ce sont ces

⁴⁸³ Norme ISO 19880-1 Carburant d'hydrogène gazeux - Stations-service - Partie 1 : Exigences générales

⁴⁸⁴ Norme NF EN 17127 Points de ravitaillement en hydrogène en extérieur distribuant de l'hydrogène gazeux et intégrant des protocoles de remplissage

protocoles qui sont aujourd'hui utilisés dans la plupart des [stations-services hydrogène](#). Pour certaines applications spécifiques (remplissage de navires ou d'aéronefs par exemple), il n'existe pas encore de protocole adapté. La norme ISO 19885⁴⁸⁵ propose une méthodologie générale d'élaboration d'un protocole de remplissage en hydrogène gazeux pour répondre à ces situations particulières.

En pratique, le suivi du protocole de remplissage s'effectue de manière automatique. L'automate qui pilote le remplissage est programmé pour respecter ce protocole. Dans certains cas, l'automate peut communiquer avec le réservoir, ce qui lui permet d'avoir une information sur l'état de pression et de température du réservoir, et d'ajuster les paramètres de remplissage en conséquence. Dans d'autres cas, il n'y a pas de communication et les paramètres de remplissage sont programmés sur la base d'une évolution modélisée de la pression et de la température au sein du réservoir.

Le protocole de remplissage comprend également un test d'étanchéité, avant le démarrage du remplissage, afin de détecter une éventuelle fuite au niveau du flexible, du [système anti-arrachement](#), ou de la connexion du pistolet au réceptacle du véhicule. Il permet aussi de déterminer la pression d'hydrogène dans le véhicule avant le ravitaillement.

Protocole	Objet	Capacité du réservoir	Classes de pression (bars)	Statut	Date dernière version
SAE J 2601 ⁴⁸⁶	Remplissage de véhicules légers	50 à 250 L	350, 700	Norme en vigueur	15/07/2014
SAE J 2601/2 ⁴⁸⁷	Remplissage de bus et gros utilitaires	> 10 kg	350	Norme en vigueur	24/09/2014
SAE J 2601/3 ⁴⁸⁸	Remplissage de camions et engins industriels (chariots-élévateurs, tracteurs, etc.)	> 18L	250, 350	Norme en vigueur	12/06/2013
SAE J 2601/4 ⁴⁸⁹	Remplissage de véhicules légers sans pré-refroidissement de l'H ₂	-	-	Projet	-
SAE J 2601/5 ⁴⁹⁰	Remplissage de véhicules lourds à haut-débit (60 à 300 g/s)	250 à 7500 L	-	Rapport technique en vigueur	23/02/2024

Tableau 26 : Protocoles établis par la SAE pour le remplissage de véhicules en hydrogène gazeux

7.4.2 Concevoir l'équipement de telle sorte qu'il résiste aux surpressions et à la fatigue

La plupart des équipements mis en œuvre dans les systèmes d'hydrogène doivent être conçus pour résister à une pression largement supérieure à leur pression nominale de service et pour tenir un nombre de cycles de pression très supérieur au nombre de cycles qu'ils sont destinés à connaître au cours de leur vie, limitant ainsi leur risque [d'éclatement](#), notamment résultant d'une rupture par fatigue.

Les exigences à respecter en termes de tenue à la pression ou de nombre de cycles de pression minimum à tenir sont fixées par les réglementations dont relève chaque équipement ([directive ESP](#), [ESPT](#), [règlement ONU R134](#)) et définies dans des normes. Pour les réservoirs de véhicules routiers de type III et IV, par exemple, [le facteur de sécurité pour la pression d'éclatement doit être au minimum de 2,25 par rapport à la pression nominale de service](#).

7.4.3 Mettre en sécurité le système sur détection de dérive du procédé

⁴⁸⁵ Norme ISO 19885 Gaseous hydrogen - Fuelling protocols for hydrogen-fuelled vehicles - Part 1: Design and development process for fuelling protocols

⁴⁸⁶ Norme SAE J 2601 Fueling Protocols for Light Duty Gaseous Hydrogen Surface Vehicles

⁴⁸⁷ Norme SAE J 2601/2 Fueling Protocol for Gaseous Hydrogen Powered Heavy Duty Vehicles

⁴⁸⁸ Norme SAE J 2601/3 Fueling Protocol for Gaseous Hydrogen Powered Industrial Trucks

⁴⁸⁹ Norme SAE J 2601/4 Ambient Temperature Fixed Orifice Fueling

⁴⁹⁰ Norme SAE J 2601/5 High-Flow Prescriptive Fueling Protocols for Gaseous Hydrogen Powered Medium and Heavy-Duty Vehicles

La [mise en sécurité](#), manuelle ou automatique, d'un système hydrogène sur détection d'un dépassement de seuil de pression, de seuil de vitesse d'augmentation de pression ou de tout autre critère indicateur d'une dérive du procédé, fait partie des mesures communément prévues pour protéger un système d'un risque d'éclatement par surpression.

7.4.4 Prévoir un dispositif de décompression

Les dispositifs de décompression tels que les soupapes ou les disques de rupture, sont des mesures communément mises en place sur les systèmes hydrogène pour éviter qu'une pression excessive ne conduise à [l'éclatement d'un équipement](#).

A la différence d'une soupape, qui ne fait qu'écarter la pression à une valeur compatible avec la résistance mécanique de l'équipement, un disque de rupture entraîne la vidange totale de l'hydrogène et donc un rejet plus important. En revanche, il a l'avantage d'être un dispositif passif (et donc plus fiable) car il ne comporte pas de pièce mobile, à la différence d'une soupape, qui peut potentiellement rester bloquée.

L'hydrogène libéré à partir d'une soupape de sécurité ou d'un disque de rupture doit, autant que possible, être canalisé vers un lieu sûr, typiquement un [évent](#), dont l'emplacement et les caractéristiques doivent être étudiés afin de minimiser le risque d'inflammation du rejet et ses effets potentiels si toutefois elle se produit.

Les exigences normatives relatives aux soupapes de sécurité et aux disques de rupture figurent respectivement dans les normes NF EN ISO 4126-1⁴⁷⁵ et NF EN ISO 4126-2⁴⁷⁶. Des documents de l'Ineris présentent également ces dispositifs de manière détaillée^{491,492}.

Notons que les soupapes de sécurité ou les disques de rupture ne sont pas adaptés pour atténuer les effets d'une [explosion interne](#).

7.4.5 Prévoir un dispositif d'isolement entre équipements

Dans le cas où un équipement (par exemple un électrolyseur) est connecté, en aval, à d'autres équipements dont la pression maximale de service est supérieure (par exemple un compresseur), un dispositif passif d'isolement, de type clapet anti-retour, peut être mis en place pour empêcher un reflux de ce deuxième vers le premier et éviter ainsi son [éclatement](#).

7.5 COMMENT LIMITER LA PROBABILITE D'ECLATEMENT D'UN EQUIPEMENT PAR EXPLOSION INTERNE ?

7.5.1 Limiter la probabilité d'intrusion d'air dans l'équipement

Tout équipement contenant de l'hydrogène doit être protégé par rapport au risque d'intrusion d'air, qui peut entraîner une [explosion interne](#). Certains équipements, tels que les [compresseurs](#), y sont particulièrement exposés.

La mesure courante pour prévenir ce risque est de veiller à ce que la pression au sein de l'équipement soit toujours supérieure à la pression extérieure. Ainsi, par exemple, une [procédure de mise en sécurité](#) du système peut être déclenchée sur pression basse ou sur détection d'oxygène au sein du système.

7.5.2 Limiter la probabilité d'un mélange hydrogène-oxygène dans l'équipement

Certains équipements mettant en œuvre de l'hydrogène comportent un risque de mise en contact de l'hydrogène avec de l'oxygène. C'est notamment le cas d'un [électrolyseur](#).

La façon de prévenir ce risque est de veiller à ce que la paroi ou la membrane qui sépare les compartiments contenant de l'hydrogène et de l'oxygène reste étanche tout au long de la vie de l'équipement et que les lignes qui véhiculent l'hydrogène et l'oxygène en aval soient indépendantes ou

⁴⁹¹ Rodrigues, M. (2014) Soupapes de sécurité, rapport Ineris 212043 - 2776956 https://www.ineris.fr/sites/ineris.fr/files/contribution/Documents/IDE-10_2023_Fiche%20soupape%20v2.pdf

⁴⁹² Kukuczka, P. (2012) Fiche BADORIS disque de rupture https://primerisk.ineris.fr/sites/default/files/Tox_Proc_Disques_rupture.pdf

séparées par des barrières parfaitement étanches, permettant d'éviter tout transfert de l'une à l'autre. Une [mise en sécurité du système](#) doit être prévue en cas de détection d'oxygène dans la ligne hydrogène et réciproquement.

7.5.3 Respecter les bonnes pratiques d'inertage

Avant la mise en service d'un système mettant en œuvre de l'hydrogène ou en cas de purge de celui-ci, pour des raisons de maintenance par exemple, il convient de respecter les bonnes pratiques d'inertage, telles que celles définies dans le guide FD CEN/TR 15281⁴⁹³.

L'inertage s'effectue par circulation (balayage) de l'installation par un gaz inerte (généralement de l'azote, de l'argon ou de l'hélium) ou par modulations de pression ou de vide (si l'équipement est non débouchant), jusqu'à ce que de la [concentration limite en oxygène \(CLO\)](#)³⁴³ soit atteinte. Un coefficient de sécurité est généralement appliqué. La méthode d'inertage doit tenir compte de la différence de densité entre le gaz inerte et l'hydrogène afin d'éviter qu'il ne subsiste des volumes insuffisamment inertés.

7.5.4 Dimensionner la résistance de l'équipement aux effets d'une explosion interne

Il est possible, pour éviter qu'une explosion interne ne fasse éclater un équipement, de dimensionner son enveloppe de telle sorte qu'elle résiste aux effets de surpression de l'explosion.

Pour donner un exemple simple, il a été établi qu'à température ambiante et en restant dans un régime de déflagration, la pression maximale d'explosion dans un mélange hydrogène-air ne pouvait pas être supérieure à 8 fois la pression initiale (Tableau 2). Sachant que la pression de rupture d'une structure en dynamique se situe entre la moitié et le double de sa pression de rupture en statique²¹², un équipement doit avoir une pression de rupture statique d'au moins 16 fois la pression initiale dans l'équipement, dans le cas le plus conservatif, pour résister aux effets d'une explosion interne.

Dans le domaine des [appareils ATEX](#), la norme NF EN 14460⁴⁹⁴, fournit des méthodes de dimensionnement des appareils pour qu'ils résistent aux effets d'explosions internes. Le guide NFPA 67⁴⁹⁵ fournit également des règles de dimensionnement dans le cas des tuyauteries et des enceintes interconnectées.

7.5.5 Isoler une explosion interne

Il est possible d'empêcher une explosion d'hydrogène de se propager à l'intérieur d'un équipement, ou d'un assemblage d'équipements, par un dispositif d'isolement. Plusieurs principes existent et sont décrits dans la norme NF EN 15089⁴⁹⁶.

Les plus adaptés à l'hydrogène sont les dispositifs de type arrête-flammes⁴⁹⁷ (Figure 124). Il existe en effet des arrête-flammes adaptés à l'hydrogène ([groupe de gaz IIC](#)) avec plusieurs variantes : en ligne ou en bout de ligne, anti-déflagration, anti-détonation stable ou anti-détonation instable. Les arrête-flammes doivent répondre aux spécifications de la norme NF EN ISO 16852⁴⁹⁸.

Un tel dispositif peut notamment être utile dans le but de protéger une ligne d'évent, dans laquelle une atmosphère explosive serait susceptible de se former et d'exploser du fait d'une source d'inflammation externe.

⁴⁹³ Norme FD CEN/TR 15281 Atmosphères explosibles – Prévention des explosions et protection contre celles-ci – Guide de l'inertage pour la prévention des explosions

⁴⁹⁴ Norme NF EN 14460 Appareil résistant à l'explosion

⁴⁹⁵ Guide NFPA 67 (2024) Explosion Protection for Gaseous Mixtures in Pipe Systems <https://www.nfpa.org/product/nfpa-67-guide/p0067code>

⁴⁹⁶ Norme NF EN 15089 Systèmes d'isolement d'explosion

⁴⁹⁷ Kukuczka, P. & Mauger, S. (2010) Fiche BADORIS Arrête-flammes, Ineris réf. DRA-09-103202-10000A https://primarisk.ineris.fr/sites/default/files/Liq_infl_arrete_flamme_v4.pdf

⁴⁹⁸ Norme NF EN ISO 16852 Arrête-flammes - Exigences de performance, méthodes d'essai et limites d'utilisation

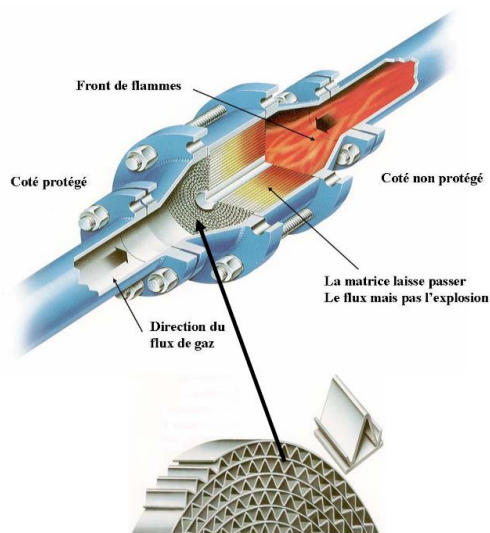


Figure 124 : Principe d'un arrête-flammes⁴⁹⁷

7.6 COMMENT LIMITER LA PROBABILITE DE FUITE ACCIDENTELLE OU D'ECLATEMENT PAR AGRESSION EXTERNE ?

La présente section rassemble un ensemble de mesures destinées à limiter la probabilité qu'une agression externe (mécanique ou thermique) conduise à une fuite accidentelle ou à l'éclatement d'un équipement.

7.6.1 Eloigner le système des agresseurs potentiels

Un système hydrogène doit autant que possible, être protégé contre les risques d'agression mécanique ou thermique prévisibles. Cela passe notamment par :

- le respect, lors du choix d'implantation, de distances d'éloignement entre le système et des agresseurs potentiels, qu'ils soient anthropiques (installations industrielles, routes, stockages de matières combustibles ou inflammables, etc.) ou naturels (zones forestières, zones d'aléa de mouvement de terrain) ;
- la mise en place d'une zone réglementée autour du système pour le protéger de potentiels agresseurs mobiles : engins de levage, camions, etc.
- la mise en place d'une clôture pour protéger le système contre les actes de malveillance.

Certaines de ces mesures peuvent être imposées réglementairement, par exemple [les distances minimales d'éloignement](#) imposées sur une station-service hydrogène.

7.6.2 Signaler les dangers liés à la présence d'hydrogène

Pour limiter le risque d'agression involontaire d'équipements contenant de l'hydrogène par des tiers, ceux-ci doivent faire l'objet d'un signalement.

Conformément au règlement dit CLP (*Classification, Labelling and Packaging*)⁴⁹⁹, les systèmes hydrogène doivent comporter une étiquette de danger présentant les pictogrammes SGH 02 et SGH 04 et les mentions H220, H280 et pour l'hydrogène liquide, H281 (Figure 125)⁵⁰⁰.

⁴⁹⁹ Règlement 1272/2008 dit CLP <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32008R1272>

⁵⁰⁰ France Hydrogène (2023) Etiquetage et marquage des contenants de l'hydrogène <https://s3.production.france-hydrogene.org/uploads/sites/5/2023/02/Fiche-Etiquetage-et-marquage.pdf>

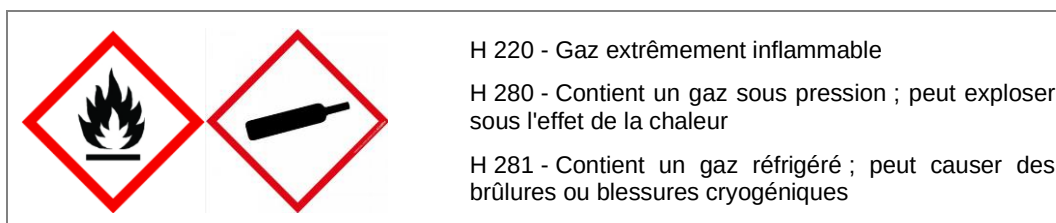


Figure 125 : Signalisation applicable aux systèmes hydrogène

Pour des équipements enterrés, tels que les canalisations de transport, un signallement physique de la présence de la canalisation est également obligatoire, ainsi qu'un signallement administratif permettant aux tiers souhaitant entreprendre des travaux, d'être informés, dans le cadre de leur procédure de déclaration d'intention de commencement de travaux (DICT), de la présence de la canalisation.

7.6.3 Protéger physiquement les équipements

Une mesure possible pour protéger physiquement un système hydrogène face à des agressions externes est de le placer derrière un mur de protection correctement dimensionné. Il peut s'agir d'un mur antichocs (contre les agressions mécaniques) et/ou d'un mur anti-feu (contre les agressions thermiques). Ce mur peut servir à protéger le système de potentiels agresseurs externes, mais aussi à [protéger les enjeux environnants d'éventuels effets d'accidents liés au système](#). Il est primordial de veiller à ce que le mur soit dimensionné et positionné de sorte que sa présence n'aggrave pas les effets de l'explosion liée au [jet impactant](#) susceptible de se produire.

Un conteneur ou une enceinte de protection (sur une borne de distribution d'hydrogène par exemple), peut, dans une certaine mesure, offrir une protection contre les chocs ou les agressions thermiques. Des plots en béton ou des butées peuvent aussi éloigner le risque d'agression par un véhicule.

L'application directe d'un revêtement sur la surface d'un équipement peut également lui conférer une protection contre le feu : peinture intumescente⁵⁰¹, revêtement céramique⁵⁰², enveloppe protectrice constituée d'une mousse thermo-isolante.

Le concept de peinture intumescente est encore relativement expérimental. Une telle peinture a pour principe de gonfler et de se dilater lorsqu'elle est chauffée au-delà d'une température critique, formant un revêtement isolant. Les essais de feu réalisés sur des [réservoirs d'hydrogène de type IV](#) protégés avec ce type de peinture ont montré des résultats encourageants, à savoir une résistance au feu de plus de 2 heures⁵⁰¹.

7.6.4 Mettre en sécurité le système sur détection incendie

La [mise en sécurité](#), manuelle ou automatique, d'un système hydrogène en cas de détection de fumée, d'élévation de température ou [de flamme](#), fait partie des mesures communément mises en place pour protéger tout type de système industriel face à un incendie.

7.6.5 Concevoir l'équipement de telle sorte qu'il résiste aux chocs et au feu

En dépit des [mesures d'éloignement](#) ou de [signalisation](#) prises pour protéger les systèmes hydrogène, le risque qu'ils soient exposés à des chocs ou à des incendies ne peut être exclu, notamment dans le cas de systèmes embarqués ou transportables, qui par nature sont davantage exposés à des risques d'accident.

C'est pourquoi certains équipements à fort potentiel de dangers, tels que les réservoirs d'hydrogène comprimés, doivent être conçus pour [tenir à des chocs ou à des feux d'une puissance et/ou d'une durée minimales définies dans des normes](#).

⁵⁰¹ Makarov, D. et al. Thermal Protection and Fire Resistance of High-Pressure Hydrogen Storage, Proc. of the Eighth International Seminar on Fire & Explosion Hazards (ISFEH8) <https://pure.ulster.ac.uk/ws/portalfiles/portal/11584609/2A05.pdf>

⁵⁰² Gambone, L.R. and Wong, J.Y. (2007), Fire Protection Strategy for Compressed Hydrogen-Powered Vehicles, ICHS2, 2007) https://conference.ing.unipi.it/ichs2007/fileadmin/user_upload/CD/PAPERS/12SEPT/3.1.71.pdf

D'autres équipements, tels que les tuyauteries, ne sont pas spécifiquement dimensionnés pour résister à des chocs ou à des feux normalisés, mais leur épaisseur, calculée par rapport à la pression maximale de service attendue (selon la norme NF EN 13480-3⁵⁰³), leur permet aussi de résister, dans une certaine limite, à des chocs ou à des incendies.

7.6.6 Prévoir un dispositif de libération de l'hydrogène sous l'effet de la chaleur

Une mesure fréquente pour empêcher l'éclatement d'un équipement sous pression d'hydrogène (typiquement un [réservoir de type III ou IV](#)⁵⁰⁴) en cas d'agression par un feu est de l'équiper d'un thermofusible ou TPRD (*Thermally Activated Pressure Relief Device*). A une température prédéfinie (autour de 110°C), le TPRD s'ouvre et libère l'hydrogène contenu dans le réservoir, permettant ainsi sa décompression.

Plusieurs technologies de TPRD existent, notamment :

- les TPRD [eutectiques](#) : ils sont composés d'un matériau eutectique, c'est-à-dire qui fond à une certaine température ;
- les TPRD [à ampoule](#) : ils sont composés d'une ampoule contenant un liquide. Lorsque celui-ci atteint sa température d'ébullition et se vaporise, il fait éclater l'ampoule, ce qui libère l'hydrogène.

S'il permet d'éviter l'éclatement du réservoir, le TPRD présente un certain nombre d'inconvénients :

- s'il n'est pas raccordé à un [évent](#) (ce qui est le cas des réservoirs embarqués ou transportables), il donne lieu à un rejet d'hydrogène, qui peut générer [un feu torche](#), [un feu de nuage](#), [un UVCE](#), voire un [VCE](#), dont les effets résiduels peuvent être non négligeables. Notons que le temps de vidange d'un réservoir après ouverture d'un TPRD est de l'ordre de 1 minute pour un réservoir de taille modeste (150 L, 700 bar)¹⁸⁰. Le temps d'application des effets peut donc être assez long, en cas de feu torche par exemple ;
- il peut être sujet à des déclenchements intempestifs, par exemple en cas de chocs, d'exposition à des fumées (dans un tunnel ou un parking souterrain par exemple), de défaillances mécaniques ou de températures excessives dans le réservoir lors du remplissage. Les TPRD à ampoules sont particulièrement sujets à des ouvertures intempestives, en cas de choc notamment ;
- il peut ne pas se déclencher s'il n'est pas exposé directement à la chaleur. Il faut donc plusieurs TPRD pour protéger efficacement un système de stockage, notamment par rapport à des feux localisés.

La norme ISO 19882⁵⁰⁵ précise les spécifications que les TPRD doivent respecter.

7.6.7 Concevoir l'équipement de telle sorte qu'il fuie sous l'effet de la chaleur

Une stratégie de prévention du risque d'éclatement d'un équipement soumis à un feu consiste à lui donner la propriété de fuir lorsqu'il est soumis à une agression thermique. Cette propriété, appelée *leak-before-burst*, [a été mise en évidence expérimentalement](#) sur certains réservoirs de type IV. Les recherches et développements en cours s'efforcent de doter les futures générations de réservoirs ([type V](#)) de cette propriété.

7.7 COMMENT LIMITER LE VOLUME ET LA CONCENTRATION DU MELANGE INFLAMMABLE GENERE EN CAS DE REJET ?

7.7.1 Placer le système hydrogène en milieu ouvert

Implanter une installation ou laisser un véhicule hydrogène en milieu ouvert est une des mesures les plus efficaces pour lutter contre le risque d'inflammation ou d'explosion en cas de fuite. Dans ce cas, en effet, la [dispersion rapide de l'hydrogène dans l'atmosphère](#) limite le volume et la concentration en

⁵⁰³ Norme NF EN 13480-3 Tuyauteries industrielles métalliques - Partie 3 : Conception et calcul

⁵⁰⁴ Les réservoirs de types I et II sont plutôt protégés par des soupapes de sécurité.

⁵⁰⁵ Norme ISO 19882 Hydrogène gazeux - Dispositifs limiteurs de pression thermiquement activés pour les conteneurs de carburant de véhicules à hydrogène comprimé

hydrogène de l'éventuel nuage inflammable créé par la fuite, ce qui réduit la probabilité et les effets des phénomènes dangereux qui peuvent en résulter.

Dans le cas où le système hydrogène doit être disposé dans un lieu semi-ouvert, recouvert d'un toit ou d'un auvent, il est recommandé d'incliner celui-ci vers l'extérieur, afin d'éviter toute accumulation.

7.7.2 Prévoir une ventilation appropriée en milieu confiné

Lorsqu'un système contenant de l'hydrogène doit être placé dans un espace clos, une ventilation doit être prévue afin de limiter le risque d'accumulation d'hydrogène. Cette ventilation peut être naturelle, c'est-à-dire assurée uniquement par la présence d'ouvertures par lesquelles l'air peut circuler naturellement sous l'effet de gradients de pression et/ou de température ou forcée, c'est-à-dire aidée par un ou plusieurs ventilateurs d'extraction⁵⁰⁶. Dans de nombreux cas, les systèmes hydrogène installés dans des bâtiments ou des conteneurs bénéficient d'une ventilation forcée.

Une ventilation forcée comporte généralement plusieurs modes de fonctionnement : un mode normal, pour évacuer les micro-fuites liées au fonctionnement normal du système (fuites par perméation, etc.) et un ou deux modes accélérés, activés en cas de détection de fuites accidentelles et dimensionnés pour permettre l'évacuation de flux plus importants d'hydrogène. Par exemple, un premier mode accéléré peut être déclenché en cas de détection d'hydrogène à 10% de la LIE, puis un deuxième à 25% de la LIE.

La ventilation se fait par extraction, de préférence dans les parties hautes des locaux (compte-tenu du fait que l'hydrogène est plus léger que l'air). Le nombre et le positionnement des bouches de ventilation doit être tel qu'il n'y ait pas de zones « mortes », c'est-à-dire non balayées par le flux d'air, quel que soit l'emplacement du point de fuite et l'orientation du jet (Figure 126).

La norme NF EN 14986⁵⁰⁷ spécifie les exigences de conception applicables aux ventilateurs destinés à fonctionner en atmosphère explosives.

La norme NF EN 60079-10-1⁴¹³ fournit des lignes directrices concernant le dimensionnement de la ventilation. A titre d'exemple, on peut calculer que dans le cas d'un régime de mélange homogène, le débit de ventilation minimal Q_{air} nécessaire pour diluer une fuite d'hydrogène de débit massique q_{H_2} à une concentration inférieure à C_v est :

$$Q_{air} = \frac{Q_{H_2}}{C_{H_2}} f = \frac{q_{H_2}}{\rho_{H_2} C_{H_2}} f$$

où Q_{H_2} est le débit volumique de la fuite et ρ_{H_2} est la masse volumique de l'hydrogène dans les conditions de pression et de température du local et f un coefficient de sécurité (variant entre 1 et 5) qui prend en compte l'encombrement.

Par exemple, pour une fuite d'hydrogène de 1 g/s dans un local aux conditions ambiantes ($\rho_{H_2} \sim 0,08$ kg/m³), il faut un débit minimal de ventilation de $0,001/0,08/0,01 \times 2 = 2,5$ m³/s (en prenant un facteur de sécurité de 2) pour maintenir la concentration en hydrogène dans le local à une valeur inférieure à 1%, c'est-à-dire 25% de la LIE.

⁵⁰⁶ Rodrigues, M. (2023) Ventilation d'urgence https://www.ineris.fr/sites/ineris.fr/files/contribution/Documents/IDE-10_2022_Fiche_ventilation_urgence%20v2.pdf

⁵⁰⁷ Norme NF EN 14986 Conception des ventilateurs pour les atmosphères explosives

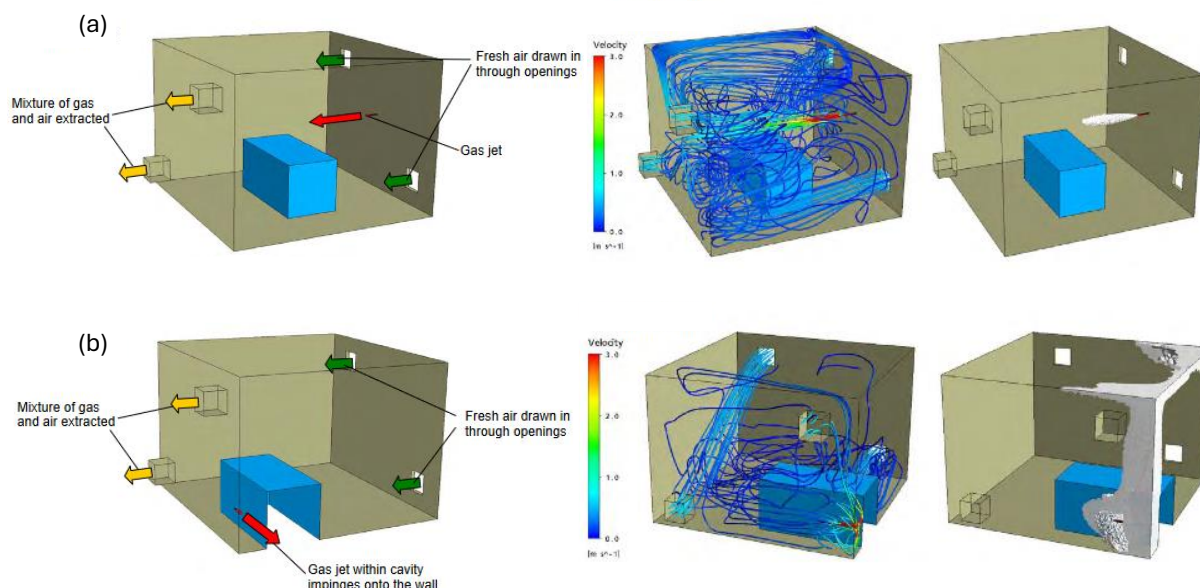


Figure 126 : Illustration de l'effet de la ventilation sur la dispersion d'hydrogène dans une enceinte (a) configuration où la fuite est correctement ventilée (b) configuration où la fuite est mal ventilée. La zone en blanc correspond à la zone inflammable et les lignes en bleu indiquent les lignes de courant. Débit de fuite : 0,86 g/s, taux de renouvellement d'air : 12 vol/h⁵⁰⁸

7.7.3 Mettre en sécurité le système sur détection de fuite

En cas de fuite accidentelle, l'étendue et la concentration de la zone inflammable créée par la fuite peut être fortement réduite par le déclenchement d'une [procédure de mise en sécurité](#) sur [détection de fuite](#). Celle-ci va activer la fermeture d'une ou plusieurs vannes d'isolement, et ainsi tarir la fuite. Pour que cette mesure soit efficace, l'isolement de la fuite doit s'effectuer dans un délai permettant d'en limiter les effets.

7.8 COMMENT DETECTER LES FUITES D'HYDROGENE ?

7.8.1 La conception d'un dispositif de détection de fuites

La détection de fuites est un élément très important dans la maîtrise des risques liés à l'hydrogène. Il faut toutefois rappeler qu'à elle seule, elle ne constitue pas une [barrière de sécurité](#). Elle doit pour cela être associée à [une ou plusieurs actions de sécurité](#) en mesure d'agir sur les causes ou les effets du phénomène accidentel, dans un délai compatible avec la cinétique de celui-ci.

Avant de s'engager dans la mise en place d'un dispositif de détection, il est donc bon de se poser la question 1- du ou des scénarios accidentels contre lesquels elle est destinée à agir et 2- des actions de sécurité qui, jumelées à cette détection, permettront d'empêcher ou de limiter les effets de ces accidents dans un délai approprié.

Avant d'être mis en place, un dispositif de détection doit donc faire l'objet d'une étude de conception, au cours de laquelle il convient de se poser a minima les questions suivantes :

- Quels scénarios de fuite souhaite-t-on détecter (localisation, [terme source](#), volume d'hydrogène susceptible d'être relâché, fuite pouvant s'enflammer ou non) ?
- Comment l'hydrogène va-t-il se disperser pour chaque scénario (évolution du champ de concentration au cours du temps en fonction du terme source et de la répartition des flux d'air) ? La modélisation numérique prédictive peut être utile à cette étape ;

⁵⁰⁸ Health and Safety Laboratory (2008) Area classification for secondary releases from low pressure natural gas systems, report RR630 <https://www.hse.gov.uk/research/rpdf/rr630.pdf>

- Quel est le temps de réponse des actions de sécurité visées pour éviter ou limiter les effets des phénomènes dangereux associés à chaque scénario ? Ce temps de réponse doit prendre en compte l'ensemble de la chaîne de détection et de réaction : temps d'atteinte des seuils de détection des capteurs, temps de réponse des capteurs, temps de réaction de l'automate de sécurité (ou de l'être humain en cas d'actionnement manuel), temps de mise en œuvre des actions de sécurité, temps de mise en sécurité suite au déclenchement de ces actions ;
- Quelles sont les stratégies de détection de fuites permettant de répondre au mieux aux scénarios à détecter et au temps de réaction nécessaire ? Il existe globalement quatre stratégies possibles : le suivi des paramètres d'exploitation, la détection de gaz, la détection ultrasonique et la détection de flammes. Celles-ci sont complémentaires (cf. Tableau 27) et peuvent être conjuguées.
- Quel est le nombre, la nature et l'emplacement des capteurs à installer pour répondre à ces objectifs de sécurité ?
- Dans quel environnement ces capteurs seront-ils installés (poussière, température, humidité, environnement salin, etc.) ?
- Quelles doivent être leurs conditions d'entretien (accessibilité, fréquence) ?
- Quelles sont les caractéristiques techniques auxquelles ces capteurs doivent répondre pour satisfaire au mieux à l'ensemble de ces exigences ?

Ce sont les réponses à ces questions qui vont orienter le choix des types de détection les plus appropriés, le minimum étant le suivi des pressions.

Pour aller plus loin, la norme NF EN 60079-29-1⁵⁰⁹ fournit les exigences générales à respecter pour les détecteurs de gaz inflammables, tandis que la norme ISO 26142⁵¹⁰ fournit des spécifications techniques plus spécifiques aux détecteurs d'hydrogène. Des recommandations générales sur la détection de l'hydrogène et une synthèse des principales technologies de capteurs présents sur le marché peuvent également être retrouvées dans un rapport de l'Ineris⁵¹¹.

Stratégie de détection	Principe	Technologies de capteurs	Débit de fuite	Type de milieu	Couverture spatiale	Capacité de localisation de la fuite	Temps de réponse
Suivi des paramètres d'exploitation	Détection de la chute de pression ou de débit dans la ligne hydrogène consécutivement à la fuite	Pressostats Débitmètres massiques (Coriolis)	Elevé	Ouvert Confiné	Tronçon de ligne connecté à la fuite	Moyenne (longueur du tronçon connecté à la fuite)	Court ou moyen
Détection ultrasonique	Détection du son émis par la fuite	Ultrasons	Tous types	Ouvert	Volumétrique	Forte	Court
Détection gaz	Détection de la variation de composition chimique de l'air liée à la présence d'H ₂	Catalytiques Electrochimiques	Tous types	Confiné Ouvert pour la détection laser	Ponctuelle Linéaire ou planaire pour la détection laser	Faible	Court ou moyen (si confiné) Moyen ou tardif (si non confiné)
Détection de flammes	Détection du rayonnement émis par la flamme en cas d'inflammation de l'hydrogène	UV/IR	Modéré Elevé	Ouvert Confiné	Volumétrique	Forte	Précoce si inflammation immédiate

Tableau 27 : Comparatif des stratégies de détection de fuites d'hydrogène

⁵⁰⁹ Norme NF EN 60079-29-1 Atmosphères explosives - Partie 29-1 : détecteurs de gaz - Exigences d'aptitude à la fonction des détecteurs de gaz inflammables

⁵¹⁰ Norme ISO 26142 : Détecteurs d'hydrogène - Applications fixes

⁵¹¹ Debuy (2023) Etats des lieux des technologies de détection H2 utilisées dans l'industrie, rapport Ineris 207086-2750112.

7.8.2 Le suivi des paramètres d'exploitation

Tout procédé industriel est équipé d'un ensemble de capteurs qui peuvent être destinés tantôt à la conduite du procédé, tantôt à la sécurité. Parfois, un même capteur peut se voir attribuer deux fonctions.

Les capteurs typiquement installés sur les systèmes hydrogène sont des capteurs de pression, de température, de débit, etc. Une variation anormale des mesures fournies par l'un ou plusieurs de ces capteurs (par ex. une chute de pression ou de débit) peut être une indication de la présence d'une fuite.

Des critères d'alarme, sur valeurs, sur pente, ou basés sur des formules plus sophistiquées, sont définis et associés à des actions de sécurité. Pour la pression, le plus courant est de définir un seuil bas (PSL ou *pressure safety low*) et un seuil haut (PSH, *pressure safety high*).

Il est possible également, afin de détecter une fuite, de suivre l'évolution de la pression au cours des phases où le système est au repos. Suivant l'intervalle de temps sur lequel est réalisé ce suivi et le volume de l'élément sous pression concerné, la sensibilité est plus ou moins importante.

7.8.3 La détection de gaz

La détection de gaz vise à détecter des variations de propriétés physiques ou chimiques du milieu ambiant symptomatiques de la présence du gaz recherché, en l'occurrence l'hydrogène.

Les capteurs de détection de gaz les plus communs sont des capteurs ponctuels, qui ne peuvent détecter une fuite que si le capteur est situé dans le panache de dispersion du gaz. Pour cette raison, ces capteurs sont plus adaptés à une détection en milieu clos qu'en milieu ouvert.

Pour les systèmes hydrogène, les lieux d'implantation privilégiés sont :

- les lieux de fuite les plus probables de l'hydrogène : raccords, événements, piquages, etc. ;
- les lieux de connexion/déconnexion fréquente de lignes d'hydrogène, par exemple les bornes de stations-service hydrogène ;
- les zones d'accumulation potentielle d'hydrogène, notamment les points hauts d'une pièce ;
- les bouches de sortie des systèmes de ventilation.

Ce mode de détection peut présenter une certaine inertie, dans la mesure où il peut s'écouler un certain délai entre l'initiation de la fuite et le moment où l'hydrogène parvient au capteur, délai auquel s'ajoute le temps de réaction du capteur lui-même et de la chaîne de traitement et d'action en aval de celui-ci. De surcroît, les détecteurs de gaz peuvent être affectés par des divers phénomènes (endormissement, empoisonnement, vieillissement ou saturation), qui peuvent en altérer la fiabilité ou en allonger le temps de réponse.

Différentes technologies de capteurs existent⁵¹¹, chacune ayant des caractéristiques et des limites qui pourront convenir dans certaines applications et pas dans d'autres.

La technologie catalytique est la plus courante et la plus utilisée pour la détection des gaz combustibles et en particulier l'hydrogène. Le temps de réponse de ce type de capteur est relativement court pour l'hydrogène. A noter que le développement de micro-capteurs (MEMS) à technologie catalytique permet de réduire la taille des capteurs, leur consommation et surtout le temps de réponse, de manière significative.

On peut citer également les capteurs catharométriques (basés sur la détection de changements dans la conductivité thermique de l'air), qui peuvent aussi exister en version miniature (MEMS), ou d'autres technologies récentes (dont les performances sont encore assez mal connues)⁵¹¹ : MPS (*molecular property spectrometer*), hybride calorimétrique non isotherme et catalytique, électrochimiques (détection au ppm), Raman⁵¹², etc.

Pour des ouvrages enterrés de type canalisations de transport, la possibilité d'une surveillance de fuites par fibre optique avant leur remontée en surface, a été testée pour la détection de fuites de gaz naturel⁵¹³ et pourrait être transposée à des canalisations d'hydrogène.

⁵¹² ViPress mesure (2023) <https://vipress-mesure.net/la-technologie-raman-garantit-une-utilisation-sure-de-lhydrogene-dans-les-centrales-electriques-au-gaz/>

⁵¹³ Gentilhomme et al. (2016) Fold project: Experimental assessment of the efficiency of an optical fibre to detect a gaseous leak in a buried pipe, Int. J. Safety & Security Eng., vol 6, 2, pp. 219-228 <https://www.witpress.com/elibrary/sse-volumes/6/2/1165>

L'amplitude de mesure des capteurs aériens d'hydrogène est généralement choisie entre 0 et 100% de la [LIE](#). Un premier seuil de déclenchement d'alarme est typiquement pris à 0,4% de concentration en hydrogène, soit 10% de la LIE, qui est la concentration à ne pas dépasser lorsque des personnes travaillent dans cette atmosphère²⁹⁸. Un deuxième seuil est typiquement pris à 1%, soit 25% de la LIE. L'atteinte de ce deuxième seuil déclenche généralement [l'arrêt d'urgence du système](#).

Au-delà des appareils fixes, les opérateurs intervenant à l'intérieur ou autour de systèmes hydrogène doivent aussi être munis d'appareils mesurant le taux d'hydrogène dans l'air (explosimètres).

Pour un approfondissement du sujet, le lecteur est invité à se reporter aux documents suivants :

- le rapport Omega 22 de l'Ineris⁵¹⁴ ;
- l'annexe 2 de la directive 1999/92/CE²⁹³
- les normes NF EN 1127-1³⁴³, ISO 26142⁵¹⁰, NF EN 60079-29-1⁵¹⁵, NF EN 60079-29-2⁵¹⁶ et NF EN 60079-29-4⁵¹⁷.

7.8.4 La détection ultrasonique

Du fait de la petite taille de sa molécule et des pressions de mise en œuvre souvent importantes, une fuite d'hydrogène émet généralement un son très fort, qui couvre le spectre à la fois acoustique et ultrasonique. Cette propriété peut être utilisée pour détecter rapidement une fuite d'hydrogène.

L'avantage de la détection ultrasonique est qu'elle permet une détection précoce de la fuite et une surveillance volumique de l'installation. Si au moins 3 capteurs sont installés (préférentiellement 4 pour la redondance), une localisation de la fuite par triangulation est possible.

L'inconvénient de cette méthode est qu'elle peut être fortement perturbée dans un environnement bruyant, pouvant conduire à la génération de fausses alarmes. Un filtrage des bruits courants par une intelligence artificielle peut permettre d'atténuer ce problème.

Notons que la norme EN 50724⁵¹⁸ fournit les spécifications techniques applicables aux détecteurs ultrasoniques de fuites gazeuses.

7.8.5 La détection de flammes

Une fuite d'hydrogène, si elle s'enflamme immédiatement ou rapidement, peut ne pas être détectée par [les capteurs de gaz](#). Une caméra thermique est alors utile pour détecter une situation dangereuse (Figure 127).

Une flamme d'hydrogène [rayonne peu dans le domaine visible](#). En revanche, sa détection est possible dans les domaines ultraviolet et de manière indirecte, dans l'infrarouge.

Les caméras infrarouges (IR) permettent d'obtenir une image de la chaleur sur un large champ de vision. Elles sont donc utiles pour détecter un feu d'hydrogène le plus rapidement possible après son départ et déclencher une action de sécurité appropriée.

La détection dans l'ultraviolet (UV) est utilisée pour détecter spécifiquement la flamme d'hydrogène, mais une orientation minutieuse du champ de détection du capteur est nécessaire, car des sources lumineuses telles que la lumière du soleil, par exemple, peuvent facilement déclencher ces détecteurs. Des fausses alarmes sont donc possibles.

Aujourd'hui, la technologie UV/IR est de plus en plus remplacée par la technologie triple infrarouge, dans laquelle le capteur infrarouge est positionné à la longueur d'onde de l'énergie libérée par l'eau

⁵¹⁴ Ineris (2009) Omega 22 – Principes et techniques pour la détection des gaz https://www.ineris.fr/sites/ineris.fr/files/contribution/Documents/DRA_76_OMEGA_22_B2_web.pdf

⁵¹⁵ Norme NF EN 60079-29-1 Atmosphères explosives - Partie 29-1 : détecteurs de gaz - Exigences d'aptitude à la fonction des détecteurs de gaz inflammables

⁵¹⁶ Norme NF EN IEC 60079-29-2 détecteurs de gaz - Sélection, installation, utilisation et maintenance des détecteurs de gaz inflammables et d'oxygène

⁵¹⁷ Norme NF EN 60079-29-4 Atmosphères explosives - Partie 29-4 : détecteurs de gaz - Exigences d'aptitude à la fonction des détecteurs de gaz inflammables à chemin ouvert

⁵¹⁸ Norme EN 50724 Détecteurs de fuites de gaz à ultrasons (DFGU) fixes - Exigences générales et méthodes d'essai

issue de l'oxydation de la molécule d' H_2 , c'est-à-dire 2,7 micromètres. La détection se fait alors à plus grande distance et plus rapidement.

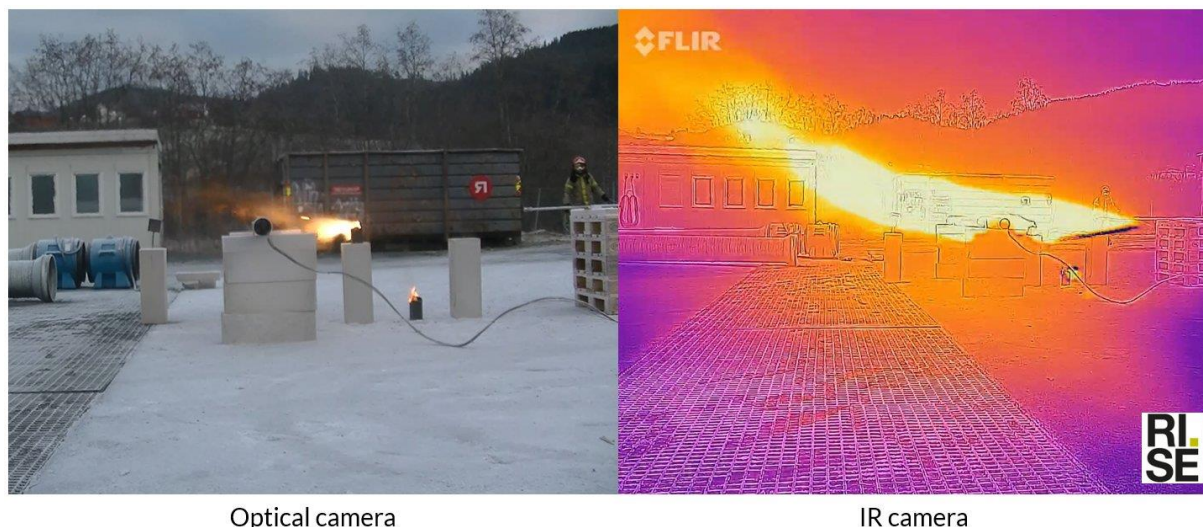


Figure 127 : Flamme d'hydrogène perçue à l'œil nu (à gauche) et par caméra thermique (à droite)⁵¹⁹

7.9 COMMENT LIMITER LA PROBABILITE D'INFLAMMATION DES REJETS POTENTIELS D'HYDROGENE ?

L'essentiel des mesures permettant de limiter la probabilité d'inflammation de rejets liés à des systèmes hydrogène sont incluses dans la [réglementation ATEX](#)⁵²⁰. Les grandes lignes de cette réglementation sont présentées ci-après.

Il est à noter que la réglementation ATEX a pour objet la protection du personnel, et n'est pas dimensionnée pour maîtriser les risques liés aux accidents majeurs. Les mesures prises dans le cadre de cette réglementation contribuent donc à limiter le risque d'inflammation de fuites modérées mais ont une fiabilité limitée en cas de fuites importantes.

7.9.1 Définir un zonage ATEX approprié

La [réglementation ATEX](#), fixée par la directive 1999/92/CE²⁹³, exige que l'employeur réalise une évaluation des risques d'explosion au sein de son établissement, notamment liés à la présence de gaz inflammables tels que l'hydrogène. Cette évaluation doit conduire à identifier les emplacements où une atmosphère explosive peut se présenter et à les classer en zones en fonction de la fréquence et de la durée pendant lesquelles une atmosphère explosive peut y être présente. Est classé en :

- en zone 0 un emplacement dans lequel une atmosphère explosive gazeuse est présente en permanence, pendant de longues périodes, ou fréquemment ;
- en zone 1 un emplacement dans lequel une atmosphère explosive gazeuse est susceptible de se présenter occasionnellement en fonctionnement normal ;
- en zone 2 un emplacement dans lequel une atmosphère explosive gazeuse n'est pas susceptible de se présenter en fonctionnement normal ou qui, si elle se présente néanmoins, n'est que de courte durée. Il s'agit typiquement des emplacements où des atmosphères explosives pourraient survenir du fait de fuites sur des raccords de tuyauteries, des brides, des vannes, des garnitures de pompes ou de compresseurs, etc.

⁵¹⁹ SH2IFT project (2018). Jet fire experiment with gaseous hydrogen, Trondheim, nov, <https://twitter.com/RISEFR/status/1068457127851761665/photo/1>

⁵²⁰ La limitation du risque d'inflammation n'est pas le seul objet de la réglementation ATEX

La méthodologie à appliquer pour effectuer ce zonage dépasse le champ du présent document. Elle est décrite dans la norme NF EN 60079-10-1⁴¹³ et dans divers guides d'application^{290,292,294}.

Elle comporte principalement les étapes suivantes :

- identifier les sources potentielles de dégagement⁵²¹ d'hydrogène ;
- identifier le degré de dégagement (continu, primaire ou secondaire) associé à chaque source, sur la base de la fréquence et de la durée des dégagement probables ;
- pour chaque source, déterminer le taux de dégagement. Celui-ci dépend de la surface et de la géométrie de la fuite. La norme NF EN 60079-10-1, dans son Tableau B.1 propose des exemples de surfaces de brèches forfaitaires en fonction du type d'organe à la source du dégagement ;
- déterminer l'étendue et la forme de l'atmosphère inflammable associés à chaque source, sur la base de calculs de dispersion et en tenant compte de la dilution liée à la ventilation. ;
- déterminer le type de zone (0, 1 ou 2) sur la base du degré de dégagement et de l'efficacité de la dilution liée à la ventilation (Tableau 28) ;
- déterminer l'étendue de chaque zone.

Dans chaque type de zone (0, 1, 2), [des prescriptions s'appliquent afin de limiter au maximum la probabilité de présence de sources d'inflammation](#).

Il est à noter que les surfaces de brèche du Tableau B.1 de la norme NF EN 60079-10-1⁴¹³ sont issues du retour d'expérience d'industries conventionnelles notamment dans le domaine des hydrocarbures. Elles peuvent être peu adaptées à certains types de raccords mis en œuvre dans les nouvelles technologies de l'hydrogène. Dans tous les cas, l'évaluation des risques doit être réaliste, c'est-à-dire tenir compte des phénomènes physiques à l'origine des ATEX. Le classement en zones ne doit pas sous-dimensionner une zone dangereuse, mais il n'est généralement pas recommandé non plus de surdimensionner ou « surclasser » une zone.

Degré de dégagement	Efficacité de la ventilation						
	Dilution élevée			Dilution moyenne			Dilution faible
	Disponibilité de la ventilation						
	Bonne	Assez bonne	Médiocre	Bonne	Assez bonne	Médiocre	Bonne, assez bonne ou médiocre
Continu	Non dangereuse (Zone 0 EN) ^a	Zone 2 (Zone 0 EN) ^a	Zone 1 (Zone 0 EN) ^a	Zone 0	Zone 0 + Zone 2	Zone 0 + Zone 1	Zone 0
Primaire	Non dangereuse (Zone 1 EN) ^a	Zone 2 (Zone 1 EN) ^a	Zone 2 (Zone 1 EN) ^a	Zone 1	Zone 1 + Zone 2	Zone 1 + Zone 2	Zone 1 ou zone 0 ^c
Secondaire ^b	Non dangereuse (Zone 2 EN) ^a	Non dangereuse (Zone 2 EN) ^a	Zone 2	Zone 2	Zone 2	Zone 2	Zone 1 et même Zone 0 ^c

^a Zone 0 EN, Zone 1 EN ou Zone 2 EN indique une zone théorique dont l'étendue est négligeable dans les conditions normales.

^b L'emplacement en Zone 2 créé par un degré « dégagement secondaire » peut dépasser celui correspondant à un degré « dégagement primaire » ou à un degré « dégagement continu », auquel cas, il convient de prendre la plus grande distance.

^c correspond à la Zone 0 si la ventilation est très faible et le dégagement tel qu'en pratique une atmosphère explosive gazeuse est présente de façon pratiquement permanente (c'est-à-dire que la situation est proche d'une situation d'absence de ventilation).

Le signe "+" signifie "entouré par".

La disponibilité de la ventilation dans des espaces clos à ventilation naturelle ne doit jamais être considérée comme étant bonne.

Tableau 28 : Classement de zone préconisé par la norme NF EN 60079-10-1 en fonction du degré de dégagement et de l'efficacité de la ventilation⁴¹³

⁵²¹ La traduction française de la norme NF EN 60079-10-1 utilise le terme de « dégagement ». Celui-ci a la même signification que le terme de « rejet » utilisé par ailleurs dans le présent document.

7.9.2 Respecter les prescriptions de la réglementation ATEX dans les zones concernées

Dans les [zones ATEX](#), notamment celles liées à d'éventuels dégagements d'hydrogène, un certain nombre de prescriptions visant à limiter la probabilité de sources d'inflammations s'appliquent. Ces prescriptions sont spécifiées à l'annexe 2 de la directive 1999/92/CE²⁹³ et développées dans la norme NF EN 1127-1³⁴³.

Il est à retenir notamment que dans les zones ATEX :

- les travailleurs doivent bénéficier d'une formation au risque ATEX ;
- les travaux par points chauds (soudage, découpage au chalumeau, etc.) doivent faire l'objet de demandes d'autorisation (procédure de permis de feu) ;
- les travailleurs doivent porter des équipements de protection individuels antistatiques⁵²² ;
- les appareils utilisés doivent être [certifiés ATEX](#) ;
- les équipements doivent être mis à la terre et une continuité électrique doit être assurée entre eux. Des préconisations sont fournies dans les normes NF EN 60079-14⁵²³ et NF EN 60079-17⁵²⁴ pour les installations électriques et dans la norme NF EN ISO 80079-36⁵²⁵ pour les installations non électriques ;
- la température des surfaces doit être maintenue en dessous de la TAI. Il est d'usage de ne pas dépasser 80% de la TAI, soit environ 450°C pour l'hydrogène ;
- les chocs, les vibrations mécaniques ou les mouvements pouvant générer des frictions doivent être évités ;
- la présence d'appareils électroniques, téléphones portables ou tout autre appareil susceptible de générer ou de recevoir des ondes est interdite ;
- il est interdit de fumer ;
- le sol doit être dissipatif. La gamme de résistivité idéale pour un sol dissipatif se situe entre 0,1 et 100 MΩ. Notons que la norme NF EN 61340-4-1⁵²⁶ fournit des prescriptions pour la mesure de résistivité des sols ;
- la présence de poussières ou de graviers (au sol), susceptibles de générer des charges électrostatiques par frottement en cas d'entraînement dans un jet d'hydrogène, doivent être évitées. La mise en place de cloisons ou le maintien en surpression du volume où se trouve le système hydrogène peut aider à limiter l'empoussièrement autour du système.

Le guide IEC/TS 60079-32-1⁵²⁷ ou le guide ED 6354⁵²⁸ de l'INRS fournissent un ensemble de recommandations pour limiter les risques électrostatiques.

Il est à noter par ailleurs que les [installations classées soumises à autorisation](#) doivent bénéficier d'une protection vis-à-vis de la foudre. Il peut être utile, à ce titre, de consulter le rapport Omega 3 de l'Ineris.

7.9.3 Utiliser des appareils certifiés ATEX dans les zones concernées

Parmi les [mesures visant à limiter la probabilité de présence de sources d'inflammation dans les zones ATEX](#), la [réglementation ATEX](#) exige que les appareils et systèmes de protection utilisés dans ces zones soient protégés contre le risque de générer des sources d'inflammation.

⁵²² Note INRS ND 2358 Vêtements de travail et équipements de protection individuelle. Propriétés antistatiques et critères d'acceptabilité en zone ATEX <https://www.inrs.fr/media.html?reflNRS=ND%202358>

⁵²³ Norme NF EN 60079-14 Atmosphères explosives - Partie 14 : Conception, sélection et construction des installations électriques

⁵²⁴ Norme NF EN 60079-17 Atmosphères explosives Partie 17 : Inspection et entretien des installations électriques

⁵²⁵ Norme NF EN ISO 80079-36 Atmosphères explosives – Partie 36 : Appareils non électriques destinées à être utilisés en atmosphères explosives – Méthodologies et exigences.

⁵²⁶ Electrostatique - Partie 4-1 : méthodes d'essai normalisées pour des applications spécifiques - Résistance électrique des revêtements de sol et des sols finis

⁵²⁷ Norme IEC/TS 60079-32-1 COMPIL : 2017 Compilation de la norme IEC/TS 60079-32-1:2013 - Explosive atmosphères - Part 32-1 : electrostatic hazards, guidance et de son amendement de mars 2017

⁵²⁸ Guide INRS ED 6354 Phénomènes électrostatiques. Risques associés et prévention (2019) <https://www.inrs.fr/media.html?reflNRS=ED%206354>

Les exigences générales applicables à ces appareils et systèmes de protection sont listées à l'annexe 2 de la directive 2014/34/UE⁵²⁹ et précisées dans les normes NF EN IEC 60079-0⁵²⁹, NF EN 1127-1³⁴³ et NF EN 15198⁵³⁰. Elles sont également rappelées dans le guide ED 945 de l'INRS²⁹².

Ces exigences varient en fonction :

- du classement de la zone ATEX dans laquelle l'appareil est utilisé : Trois catégories d'appareils (1, 2, 3) sont définies, correspondant à trois niveaux de protection contre les explosions (*Explosion Protection Level, EPL*) : très haut, haut et normal³⁴³. Dans le cas d'atmosphères explosives liées à des gaz inflammables tels que l'hydrogène (et hors environnements miniers), ces catégories sont notées 1G, 2G et 3G et les niveaux de protection correspondants Ga, Gb et Gc. Le Tableau 29 précise les zones ATEX dans lesquelles chaque catégorie d'appareil peut être utilisée ;
- du groupe de gaz dans lequel l'appareil est destiné à être utilisé. La norme NF EN IEC 60079-0⁵²⁹ définit plusieurs groupes d'appareils (IIA, IIB, IIC) en fonction de critères dépendant de deux grandeurs expérimentales liées au gaz : son Interstice Expérimental Maximal de Sécurité (**IEMS**) et/ou son Courant Minimal d'Inflammation (**CMI**). L'hydrogène appartient, avec l'acétylène, au groupe IIC, c'est-à-dire dont l'IEMS est inférieur à 0,5 mm ou dont le rapport CMI est inférieur à 0,45. Cette catégorie est celle qui impose aux appareils les exigences les plus strictes ;
- de la température maximale de surface attendue dans l'environnement de l'appareil, tel que précisé dans les normes NF EN IEC 60079-0⁵²⁹ et NF EN 60079-14⁵³¹. Dans le cas d'atmosphères explosives liées à des gaz inflammables de type hydrogène (et hors environnements miniers), six classes de température (T1 à T6) sont définies (voir Tableau 30).

Catégorie d'appareil	Niveau de protection contre les explosions	Utilisation possible en zones ATEX
1G	Très haut (Ga)	0, 1 ou 2
2G	Haut (Gb)	1 ou 2
3G	Normal (Gc)	2

Tableau 29 : Les catégories d'appareils à utiliser dans des environnements hydrogène en fonction des zones ATEX

Classe de température	Température maximale de surface (°C)
T1	≤ 450
T2	≤ 300
T3	≤ 200
T4	≤ 135
T5	≤ 100
T6	≤ 85

Tableau 30 : Les classes de température d'appareils ATEX à utiliser en fonction de la température maximale de surface attendue dans l'environnement de l'appareil

⁵²⁹ Norme EN IEC 60079-0, Atmosphères explosives, Partie 0 : Matériel – Exigences générales

⁵³⁰ Norme NF EN 15198, Méthodes pour l'évaluation du risque d'inflammation des appareils et des composants non électriques destinés à être utilisés en atmosphères explosibles

⁵³¹ Norme NF EN 60079-14 Atmosphères explosives - Partie 14 : Conception, sélection et construction des installations électriques

Pour pouvoir être utilisé dans une zone ATEX liée à un dégagement potentiel d'hydrogène, un appareil ou un dispositif de protection doit avoir été certifié par un organisme notifié, et disposer d'un marquage CE, tel qu'indiqué sur la Figure 128.

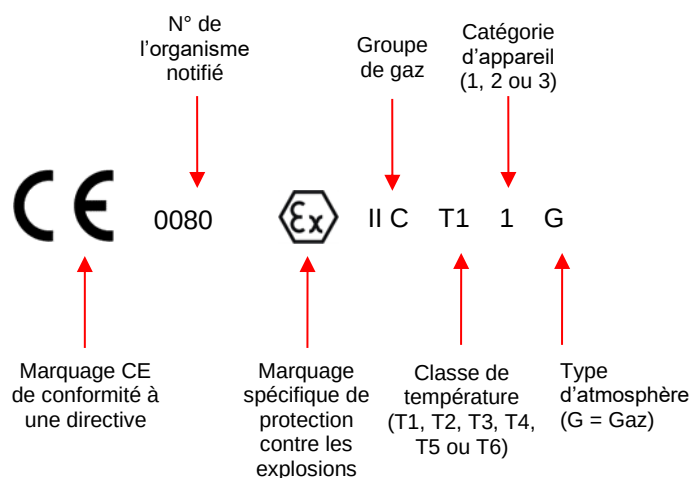


Figure 128 : Marquage des appareils ATEX adaptés à un environnement hydrogène

7.9.4 Limiter la probabilité d'inflammation spontanée de rejets d'hydrogène

La définition de zones ATEX et le respect des prescriptions qui s'y rattachent permettent de limiter la présence de sources d'inflammation extérieures aux équipements. Toutefois, ces mesures ne permettent pas de prévenir le risque [d'inflammation spontanée](#), notamment en cas de fuites à fort débit.

La prévention du risque d'inflammation spontanée est encore au stade de la recherche. Néanmoins, un des mécanismes souvent invoqués pour expliquer ce phénomène est l'électricité statique générée par le frottement de particules solides entraînées par le flux d'hydrogène lors du rejet. Il en ressort qu'il est essentiel de maintenir les systèmes hydrogène les plus propres possibles et exempts de graisses, d'huiles, de tartre, de rouille, de saleté, d'éclaboussures de soudure, etc. Les filtres destinés à retenir ces particules doivent être régulièrement changés.

7.10 COMMENT LIMITER LES EFFETS D'UNE EXPLOSION D'HYDROGENE ?

7.10.1 Eviter les conditions propices à une explosion violente

La violence d'une explosion est déterminée par un [ensemble de facteurs](#). Certains sont propres au mélange inflammable : masse de gaz combustible, composition du mélange, vitesse laminaire de combustion, taux d'expansion des produits de combustion, instabilités propres de la flamme. D'autres sont liés à l'environnement : milieu ouvert ou confiné, présence d'obstacles, agitation initiale du mélange (turbulence), énergie et position de la source d'inflammation par rapport au nuage, pression, température, humidité de l'air ambiant, etc. En milieu confiné, la violence de l'explosion est également contrôlée par la forme de l'enceinte (allongée ou compacte), la [répartition de l'hydrogène dans l'enceinte](#) (homogène, stratifiée ou bicouche), ainsi que le nombre, la surface, la position et la pression d'ouverture des éventuels événements ou surfaces soufflables.

La compréhension de l'influence de ces différents facteurs sur la violence d'une explosion permet d'en déduire des mesures permettant d'en atténuer les effets :

- éviter d'installer des systèmes hydrogène dans des espaces confinés ;
- limiter l'encombrement autour de systèmes hydrogène (murs, autres équipements, etc.) ;
- dans un bâtiment ou un conteneur, prévoir des [événements d'explosion ou des surfaces soufflables](#) pour éviter la destruction de l'enceinte en cas d'explosion ;
- éviter des tuyauteries trop longues et avec coudes brusques pour éviter la réflexion (et donc l'amplification) des ondes de pression en cas [d'explosion interne](#), etc...

7.10.2 Limiter la réactivité du mélange inflammable en cours d'explosion

Ce concept, qui s'applique surtout en milieu confiné, est encore en phase de développement. Il consiste à disperser un agent inhibiteur au cours du développement d'une explosion, afin d'en diminuer la vitesse de flamme et donc, la violence. La dispersion de l'agent inhibiteur est commandée par un détecteur et un équipement de contrôle et de signalisation (ECS).

L'agent dispersé peut avoir deux effets principaux : un effet de dilution du mélange inflammable (addition d'un gaz inerte) et un effet de pompage thermique, c'est-à-dire de consommation d'une partie de la chaleur émise par la flamme.

Des expérimentations d'atténuation d'explosions d'hydrogène ont été réalisées avec plusieurs types d'agents : brouillards d'eau^{532, 533, 534}, poudres inhibitrices⁵³⁵, mousses aqueuses⁵³⁶ et ont montré des premiers résultats encourageants en termes d'atténuation des surpressions d'explosion.

7.10.3 Utiliser un dispositif de décharge d'explosion

Une [explosion d'hydrogène dans un espace confiné](#) peut générer des surpressions telles qu'elle peut conduire à la destruction de l'enceinte (bâtiment, conteneur) ou de l'équipement (compresseur, séparateur d'électrolyseur) dans lequel elle se produit.

Dans le cas d'une explosion dans une enceinte, la destruction de celle-ci peut être évitée en l'équipant d'événements d'explosion. Un événement d'explosion est un panneau solidement fixé sur la structure à protéger, mais mécaniquement affaibli pour s'ouvrir à une pression connue (pression statique d'ouverture). En s'ouvrant, l'événement permet de libérer vers l'extérieur une partie du mélange inflammable et des gaz brûlés, et de maintenir la pression dans l'enceinte à un niveau compatible avec sa résistance mécanique⁴⁵⁸. Un événement a l'avantage d'être conçu pour ne pas générer de projection de fragments dans l'environnement.

Des règles de dimensionnement des événements d'explosion sont fournies dans la norme NF EN 14994⁴⁵⁸ ou dans son équivalente américaine, la NFPA 68⁵³⁷. La norme NF EN 14797⁵³⁸ fournit des spécifications plus larges sur la conception, l'inspection, les essais et le marquage des événements d'explosion. La sécurité fonctionnelle de ces dispositifs doit également être évaluée (voir par exemple la norme NF EN 15233⁵³⁹).

A défaut de bénéficier d'un ou plusieurs événements d'explosion, une enceinte peut aussi être protégée de l'éclatement par des surfaces fragiles : portes d'accès, fenêtres, grilles de ventilation, etc. Ces surfaces fragiles (on parle aussi de surfaces fragiles ou soufflables) peuvent s'ouvrir à un certain seuil de pression et permettre, [dans certaines conditions](#), d'éviter l'éclatement de l'enceinte ou de limiter les effets de surpression à l'extérieur de celle-ci. Ces surfaces ont toutefois l'inconvénient, si elles ne sont pas retenues à l'enceinte, d'être projetées dans l'environnement et potentiellement, de générer des effets missiles à très grande distance.

Pour aller plus loin, un rapport complet sur les événements d'explosion a été publié par l'Ineris⁵⁴⁰.

⁵³² Ingram, J.M. et al. (2012) Suppression of hydrogen–oxygen–nitrogen explosions by fine water mist: Part 1. Burning velocity <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.09.092>

⁵³³ Battersby, P.N. et al. (2012) Suppression of hydrogen–oxygen–nitrogen explosions by fine water mist: Part 2. Mitigation of vented deflagrations <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.10.029>

⁵³⁴ Ingram, J.M. et al. (2013) Suppression of hydrogen/oxygen/nitrogen explosions by fine water mist containing sodium hydroxide additive <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.04.048>

⁵³⁵ Daubech, J. et al. (2023) Experimental study of the mitigation of hydrogen- air explosions by inhibiting powder, ICES <https://core.ac.uk/outputs/596920742/?source=oai>

⁵³⁶ Daubech, J. et al. (2023) Experimental study of the mitigation of hydrogen- air explosions by aqueous foam, ICES <https://core.ac.uk/outputs/596920742/>

⁵³⁷ Standard NFPA 68 Standard on explosion protection by deflagration venting <https://www.nfpa.org/codes-and-standards/nfpa-68-standard-development/68>

⁵³⁸ Norme NF EN 14797 Dispositifs de décharge d'explosion

⁵³⁹ NF EN 15233 Méthodologie relative à l'évaluation de la sécurité fonctionnelle des systèmes de protection pour atmosphères explosibles

⁵⁴⁰ Grégoire, Y. (2022) Events d'explosion - Document de synthèse relatif à une Barrière Technique de Sécurité (B.T.S.) https://www.ineris.fr/sites/ineris.fr/files/contribution/Documents/207093_Fiche%20%C3%A9vents%20d%27explosion.pdf



Figure 129 : Event d'explosion après ouverture

7.11 COMMENT PROTEGER LES ENJEUX VULNERABLES DES EFFETS D'ACCIDENTS POTENTIELS ?

7.11.1 Eloigner les systèmes hydrogène des enjeux vulnérables

Afin d'éviter qu'un accident sur un système hydrogène impacte des personnes ou des biens ou dégénère en un accident plus étendu, des mesures doivent être mises en place pour éloigner autant que possible les enjeux vulnérables (personnes, biens) ainsi que les potentiels de dangers (installations ou matières dangereuses) des zones d'effets potentiels d'accidents. Cela passe, par exemple, par :

- le respect, lors du choix d'implantation, de distances minimales d'éloignement entre le système et les limites de propriétés ou les zones ouvertes au public. Pour les [installations classées au titre des rubriques 4715 ou 1416](#), ces distances sont exigées réglementairement ;
- la mise en place, sur les sites ouverts au public, de zones réglementées interdisant ou limitant la présence de personnes autour des équipements hydrogène ;
- la mise en place d'une clôture autour de ces équipements.

7.11.2 Mettre à l'évent les rejets d'hydrogène

La fonction d'un événement, dans un système hydrogène, est d'évacuer les rejets d'hydrogène (volontaires ou accidentels) vers un lieu sûr, c'est-à-dire éloigné de toute présence d'enjeux vulnérables. Ainsi, si un rejet s'enflamme, le feu ou l'explosion générés ne peuvent avoir d'effets délétères sur ces enjeux.

La conception de l'événement et du devenir de l'hydrogène rejeté doit résulter d'une analyse de risques spécifique. Il existe toutefois des règles générales de dimensionnement et de bonnes pratiques définies notamment dans le standard API 521⁵⁴¹ ou dans le guide de l'EIGA⁵⁴².

On peut en retenir notamment que :

- un événement doit être placé à une certaine hauteur (généralement au-delà de 5 m), selon l'étendue de l'atmosphère inflammable générée par les rejets prévisibles d'hydrogène ;
- l'événement doit être protégé contre les entrées d'eau et de poussières ;
- la ligne d'événement doit être mise à la terre ;
- l'événement doit être [dimensionné pour résister en cas d'explosion interne](#) ;
- lorsque qu'un événement est commun à plusieurs équipements, le phénomène de reflux (*backflow*) d'une ligne à l'autre doit être prévenu, par exemple par des clapets anti-retour ;
- l'orifice de l'événement doit être dimensionné pour ne pas générer un bruit excessif à l'expulsion ;

⁵⁴¹ Standard API 521 <https://www.api.org/-/media/files/publications/whats%20new/521%20e6%20pa.pdf>

⁵⁴² EIGA (2017) Hydrogen vent systems for customer applications <https://www.eiga.eu/uploads/documents/DOC211.pdf>

- la forme de l'orifice de rejet peut être conçue pour limiter l'étendue d'une éventuelle flamme.

Notons qu'il est difficile de procéder à un essai d'étanchéité sur une ligne d'évent. L'étanchéité ne peut donc être vérifiée que par des moyens de contrôle externes.

7.11.3 Placer des obstacles physiques autour des systèmes hydrogène

En cas d'impossibilité d'éloigner suffisamment un système hydrogène des enjeux environnants, ceux-ci peuvent être protégés en disposant un ou plusieurs obstacles entre le système et ces enjeux.

L'option la plus courante est la mise en place de murs de protection. Ceux-ci doivent être constitués de matériaux non combustibles, et être dimensionnés, selon leur fonction, pour résister aux effets thermiques, de surpression ou de projection associés aux phénomènes accidentels redoutés.

Les dimensions (hauteur, largeur) et la position du mur doivent être définies de façon à atténuer efficacement ces effets. A cet égard, une note de l'Ineris permet, pour les effets de surpression, d'estimer le coefficient d'atténuation d'un mur en fonction de sa hauteur et de la longueur d'onde de l'onde de pression incidente⁵⁴³.

Les dimensions du mur (hauteur, largeur) doivent également permettre, en cas de [jet impactant](#), d'éviter que le nuage inflammable formé contourne le mur. Il convient aussi de veiller à ce que la distance du mur par rapport au point de rejet prévisible soit suffisante pour limiter les effets de turbulence et ainsi minimiser le volume du nuage inflammable.

Enfin, des obstacles fermés, tels que des bunkers ou des coffrets renforcés, peuvent aussi servir de protection des enjeux. Ces enceintes doivent être [dimensionnées pour résister à une éventuelle explosion interne](#) ou à la projection de missiles en cas d'éclatement de l'équipement.

7.11.4 Réduire la vulnérabilité des structures aux effets d'accidents potentiels

Dans des environnements très contraints où des [distances minimales d'éloignement](#) entre un système hydrogène et les enjeux environnants (personnes, biens) ne peuvent pas respectées (par exemple sur un bateau) ou lorsqu'il n'est pas possible, pour des raisons pratiques, de protéger les enjeux par [des obstacles physiques](#), il existe la possibilité de réduire la vulnérabilité des structures qui abritent ces enjeux, c'est-à-dire d'adapter la résistance de ces structures par rapport aux effets thermiques, de surpression ou de projection susceptibles de s'appliquer sur celles-ci en cas d'accidents.

Il pourra être utile, à cette fin, de consulter le rapport Omega de l'Ineris sur la résistance des structures aux effets thermiques et d'explosion⁵⁴⁴, ainsi que le rapport Omega 23 sur la résistance des structures aux projections⁵⁴⁵. Plusieurs guides techniques^{546,547,548} destinés à la réalisation des diagnostics risques technologiques dans le cadre des PPRT, fournissent également, au travers de tableaux, des éléments permettant d'évaluer la vulnérabilité de bâtiments existants ou de nouvelles constructions (bâtiments en structure acier ou béton) vis-à-vis d'effets thermiques ou de surpression. Ces guides proposent, le cas échéant, des solutions d'adaptation ou de renforcement permettant d'améliorer leur résistance.

⁵⁴³ Heudier, L. & Daubech J. (2021) Effet d'atténuation d'un mur sur les effets de surpression d'une explosion <https://www.ineris.fr/sites/ineris.fr/files/contribution/Documents/Effet%20d'att%C3%A9nuation%20d'un%20mur%20sur%20les%20effets%20de%20surpression%20d'une%20explosion%20v1.pdf>

⁵⁴⁴ Ineris (2007) Omega – La résistance des structures aux actions accidentelles https://www.ineris.fr/sites/ineris.fr/files/contribution/Documents/resistance_structures_web.pdf

⁵⁴⁵ Ineris (2018) Omega 23 - Résistance des structures industrielles à l'impact de projectiles d'origine accidentelle <https://www.ineris.fr/fr/omega-23-resistance-structures-industrielles-impact-projectiles-origine-accidentelle>

⁵⁴⁶ Guide BATIRSÛR (2016) Guide pratique de conception d'un bâtiment en acier à usage industriel implanté en zone 20-50 mbar d'un PPRT <https://www.ineris.fr/fr/ineris/actualites/guide-pratique-batirsur-batiment-acier-zone-pprt-surpression>

⁵⁴⁷ CEREMA/Ineris (2017) Guide de réalisation des diagnostics de la vulnérabilité de l'habitat existant face aux risques technologiques https://aida.ineris.fr/sites/aida/files/inspection_icpe/documents/Guide%20diagnostic_vdef_28sept2017.pdf

⁵⁴⁸ CEREMA/Ineris (2021) Guide de prise en compte des risques technologiques dans la conception des logements neufs https://www.cerema.fr/system/files/documents/2021/07/guide_concepteurs_v2_juillet_2021_0.pdf

8 LES ENJEUX DE SECURITE PAR MAILLONS TECHNOLOGIQUES

8.1 PREAMBULE

Ce chapitre vise à présenter les risques et les enjeux de maîtrise des risques spécifiques à certains maillons technologiques de la filière hydrogène (Figure 14). Sont couverts à la fois :

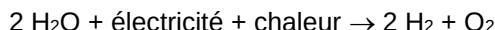
- des systèmes ou des équipements couramment utilisés ou envisagés dans les nouvelles applications hydrogène : électrolyseurs, compresseurs, tuyauteries, réservoirs d'hydrogène gazeux comprimé, piles à combustibles, réservoirs d'hydrogène liquide ;
- des maillons actuels ou futurs de la chaîne de valeur de l'hydrogène : stockage souterrain, transport et distribution par canalisation, distribution par stations de recharge, mobilité (terrestre, maritime, aérienne).

Pour chacun de ces systèmes ou maillons de la chaîne de l'hydrogène, il ne s'agit pas d'aller dans le détail des risques et des moyens de maîtrise associés, mais d'en faire une présentation synthétique, en mettant l'accent sur leurs enjeux de sécurité spécifiques.

8.2 QUELS SONT LES ENJEUX SPECIFIQUES A L'ELECTROLYSE ?

8.2.1 Principe et description d'un système d'électrolyse

L'électrolyse de l'eau est un processus de dissociation des atomes d'hydrogène et d'oxygène de l'eau par l'action d'un courant électrique circulant entre deux électrodes séparées par un électrolyte (milieu conduisant les ions). A l'électrode négative (cathode) est produit l'hydrogène, et à l'électrode positive (anode) est produit l'oxygène. L'électrolyse réalise la réaction suivante :



Plusieurs procédés d'électrolyse existent^{549,550,551,552}. Les caractéristiques des procédés les plus avancés en termes de maturité sont résumées dans le Tableau 31.

Type	Electrolyte	P/T° du procédé	Avantages	Inconvénients
Alcalin	Solution aqueuse acide ou basique (généralement hydroxyde de potassium ou de sodium)	1-35 bar 65 à 100°C	- Technologie mature - Durée de vie importante (50 000 - 60 000 heures) - Débit de production d'H₂ important : jusqu'à 750 Nm³/h	- Rendement limité 70-85% - Nécessité d'une tension d'alimentation stable (peu compatible avec les ENR) - Corrosion des joints - Pression de fonctionnement limitée (50 bar maximum) - Temps de redémarrage 10 à 20 min après chaque arrêt - Electrolyte liquide corrosif et polluant en cas de fuite
PEM (Proton exchange Membrane)	Membrane polymère échangeuse de protons	1 à 100 bar 70 à 90°C	- Faible temps de réponse au démarrage à froid - Haute pression possible - Compacité - Rendement jusqu'à 95% - Accepte des variations de courant en entrée - Limitation de la corrosion	- Coût élevé - Durée de vie limitée de la membrane du fait des sollicitations mécaniques, thermiques et chimiques - Nécessité d'utiliser une eau ultrapure - Utilisation de métaux nobles (platine, iridium)
SOEC (Solid Oxide Electrolyser)	Membrane céramique conductrice d'ion oxyde (oxyde de zirconium ou oxyde de cérium)	1 bar 600-1000°C	- Consommation réduite d'électricité - Energie totale consommée moins importante du fait de la cinétique des réactions à haute T° - Compacité - Réversibilité possible en mode PAC	- Tenue mécanique et chimique aux cyclages thermiques - Nécessité d'un apport de chaleur important - Temps de démarrage à froid long - Durée de vie des céramiques - Pression de fonctionnement limitée - Maintien de l'étanchéité entre compartiments anodique et cathodique - Tenue au vieillissement des matériaux métalliques

Tableau 31 : Les types de procédés d'électrolyse aux niveaux de maturité les plus élevés

⁵⁴⁹ El-Shafie, M. (2023) Hydrogen production by water electrolysis technologies: A review, Results in Engineering, 20, <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2023.101426>

⁵⁵⁰ Shiva Kumar & Lim An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.10.127>

⁵⁵¹ Pique, S. (2016) Etude comparative des réglementations, guides et normes concernant les électrolyseurs et le stockage d'hydrogène, rapport Ineris DRA-15-149420-06399C <https://www.ineris.fr/sites/ineris.fr/files/contribution/Documents/dra-71-benchmark-sur-les-electrolyseurs-et-stockage-hydrogene-vf-1469010848.pdf>

⁵⁵² France Hydrogène (2019) Fiche 3.2.1: Production d'hydrogène par électrolyse de l'eau https://s3.production.france-hydrogene.org/uploads/sites/4/2021/11/Fiche_203.2.1_20-20Electrolyse_20de_20l_27eau_20rev_20Sept._202019-2_20ThA.pdf

Les systèmes d'électrolyse les plus courants (alcalins et PEM) sont typiquement composés :

- d'un système d'alimentation en eau, destiné à fournir à l'électrolyseur une eau purifiée et déminéralisée ;
- d'un système d'alimentation électrique, ayant pour fonction de transformer et de redresser le courant en vue d'alimenter l'électrolyseur en courant continu ;
- de cellules d'électrolyse en série (stack), qui est le cœur de l'électrolyseur ;
- de deux lignes indépendantes d'évacuation de l'hydrogène et de l'oxygène en sortie de stack, comportant chacune un séparateur gaz-eau et un déshumidificateur (sécheur) ;
- d'une unité de purification de l'hydrogène visant à produire un hydrogène respectant les spécifications de pureté requises ;
- d'une armoire de commande automatique assurant le contrôle du procédé, la surveillance des paramètres et le déclenchement d'actions de sécurité sur dépassement de critères ;
- d'un système de refroidissement qui permet, par un échangeur, d'évacuer la chaleur générée au niveau des cellules d'électrolyse et de garantir que la température des flux en sortie de stack ne dépasse pas une valeur prédéfinie (typiquement entre 60°C et 80°C) ;
- de lignes d'évents pour l'évacuation de l'hydrogène et de l'oxygène en phase de fonctionnement normal (purge) ou en phase accidentelle (surpression, arrêt d'urgence) ;
- d'une enceinte de protection (bâtiment, conteneur généralement de 20 ou 40 pieds, etc...) ;
- de réservoirs d'azote, d'hélium ou d'argon pour la purge du système ;
- de tuyauteries et d'accessoires (raccords, vannes, pompes, etc.).

En sortie d'électrolyseur, l'hydrogène peut être transféré soit vers un stockage basse pression (~30 bar) soit vers un compresseur, en vue d'alimenter des réservoirs moyenne ou haute pression (200-1000 bar). En ce qui concerne l'oxygène, il est la plupart du temps rejeté à l'atmosphère via un évent.

Dans le cas d'électrolyseurs de grande puissance, plusieurs systèmes d'électrolyse de ce type peuvent être mis en parallèle les uns avec les autres.

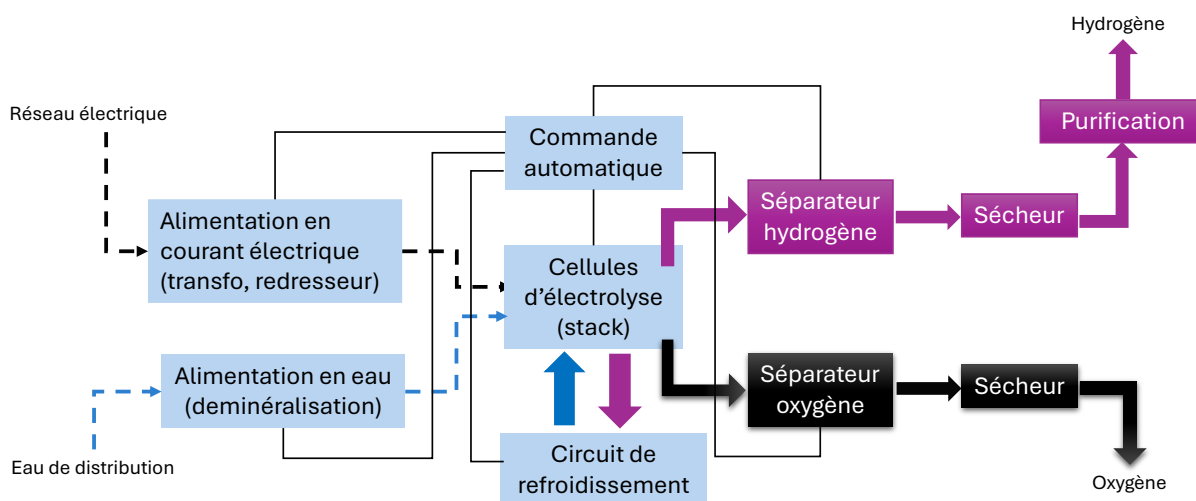


Figure 130 : Schéma de principe de fonctionnement d'un système d'électrolyse

8.2.2 Retour d'expérience des accidents liés aux électrolyseurs

Le Tableau 32 présente, à titre illustratif, deux exemples d'accidents ayant pour origine des électrolyseurs. Celui de Gangneung (Corée du Sud) en 2019, est l'accident le plus grave survenu dans la filière hydrogène ces dernières années.

Electrolyseur alcalin	Explosion dans une installation d'électrolyse de l'eau - 31/12/1969 https://h2tools.org/lessons/water-electrolysis-system-explosion
Description des faits	Une explosion survient dans un système d'électrolyse alcaline implanté dans une installation commerciale. L'électrolyse s'effectue à l'aide d'une solution d'hydroxyde de potassium. La température et la pression de fonctionnement sont respectivement de 70-90°C et de 30 bar. Le système a fonctionné depuis 13 ans avant l'explosion, sans incident notable, hormis le fait que le système n'était pas nettoyé périodiquement, notamment pour éliminer les dépôts dans les circuits du système.
Conséquences	Un opérateur présent dans la salle d'électrolyse au moment de l'explosion a été mortellement brûlé par la solution caustique pulvérisée suite à l'éclatement du séparateur.
Causes	Selon le rapport d'enquête, la présence de dépôts dans le circuit d'alimentation en électrolyte a entraîné une augmentation de la température et de la concentration d'électrolyte dans les cellules d'électrolyse, ce qui a conduit à la corrosion/érosion de la paroi des cellules d'électrolyse séparant les compartiments hydrogène et oxygène (la fragilisation par l'hydrogène a également pu contribuer) et favorisé l'intrusion d'hydrogène dans la ligne d'oxygène. Un mélange inflammable s'est alors formé dans le séparateur oxygène-eau, dont l'inflammation a causé l'éclatement du séparateur.
Leçons tirées	L'incident met en avant l'importance du nettoyage et de la maintenance régulière des installations. Le rapport d'enquête a noté que l'explosion aurait pu être évitée par une analyse en continu de la qualité du gaz dans les circuits H ₂ et O ₂ permettant d'émettre une alarme sur détection d'H ₂ dans le circuit O ₂ et réciproquement.
Electrolyseur alcalin	Explosion dans une installation d'électrolyse de l'eau - 23/05/2019 - GANGNEUNG (Corée du sud) - HIAD 970 – https://h2tools.org/lessons/water-electrolysis-system-explosion
Description des faits	Une explosion survient au cours d'une phase de démonstration de production d'hydrogène par électrolyse à partir de panneaux photovoltaïques. L'électrolyseur alcalin de 200 kW a une capacité de production de 40 Nm ³ /h. L'hydrogène est produit à une pression de 12 bar et transféré vers un stockage tampon composé de trois réservoirs de 40 m ³ chacun, l'un à la pression de 12 bar et les deux autres à 7 bar. L'explosion est entendue dans un rayon de 6-7 km autour du site.
Conséquences	2 morts, 6 blessés et des dégâts matériels très importants sur les bâtiments, dans un rayon de 100 m autour des réservoirs. Des débris ont été projetés sur une surface supérieure à 3000 m ²
Causes	L'enquête est toujours en cours mais les analyses préliminaires ont montré que la cause la plus vraisemblable est une augmentation de la perméabilité d'une membrane de l'électrolyseur, reliée au fait que l'électrolyseur fonctionnait à très faible puissance (sans que le mécanisme de causalité ait encore été précisément identifié). Ce dysfonctionnement a entraîné la diffusion d'oxygène dans le circuit d'hydrogène. Un mélange inflammable s'est alors formé dans le stockage tampon situé en aval. Une étincelle électrostatique (probablement due à un mauvais raccordement à la terre) s'y est formée, ce qui a provoqué l'explosion du mélange et a fait éclater les trois réservoirs.
Leçons tirées	De nombreuses failles ont été relevées en matière de prévention et de limitation des risques. La procédure d'analyse journalière de la composition du gaz sur la ligne hydrogène n'a pas été respectée. L'installation ne disposait pas de système d'arrêt d'urgence et de mise en sécurité des réservoirs. Les fortes variations de charge d'un électrolyseur liées à la variabilité des sources d'énergies renouvelables peuvent avoir une incidence sur la perméabilité au gaz de la membrane d'un électrolyseur. Des investigations doivent encore être menées pour en comprendre le mécanisme. Les essais normalisés visant à vérifier le bon fonctionnement des électrolyseurs avant leur mise sur le marché (norme ISO 22734 ⁵⁵⁴) doivent être revus afin de tester les électrolyseurs dans des conditions plus réalistes, notamment à faible charge.

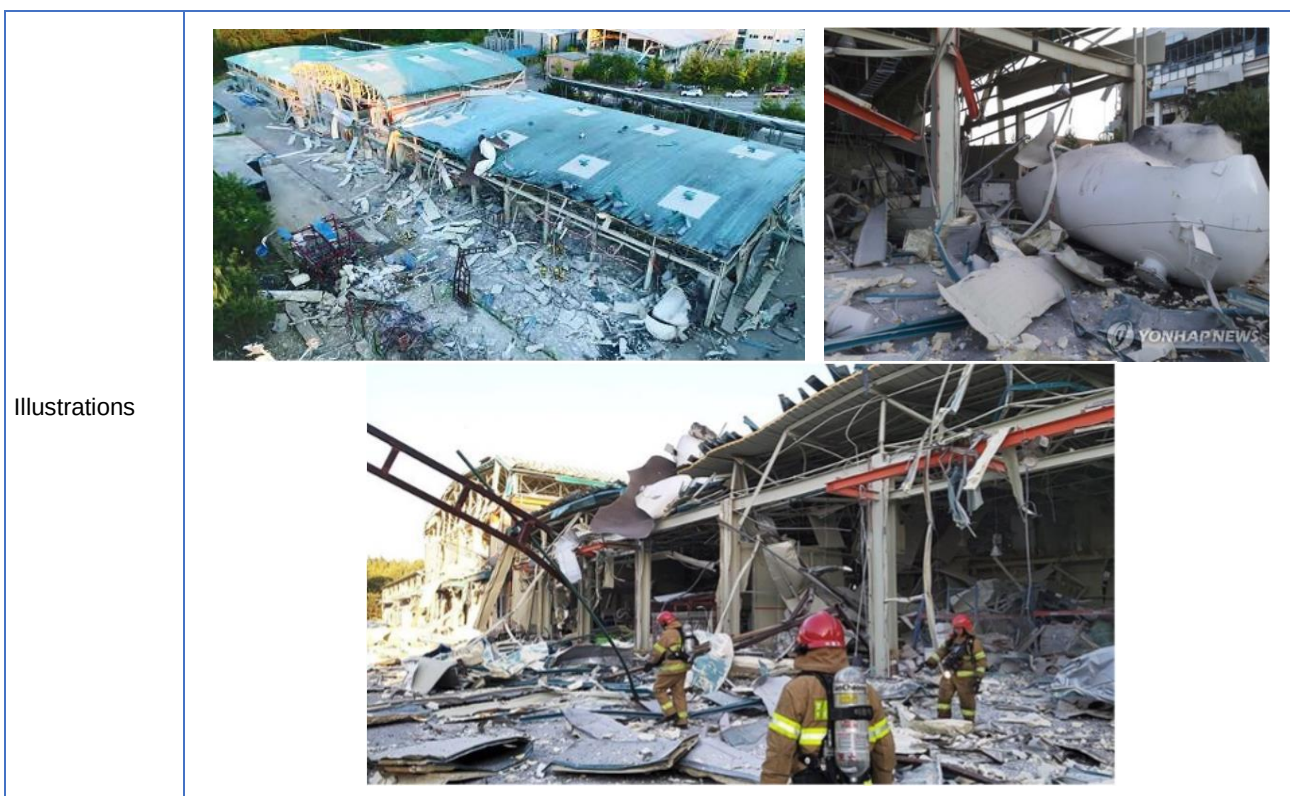


Tableau 32 : Cas d'accidents/incidents liés à des électrolyseurs

Une analyse plus globale des accidents recensés dans les [bases de données](#) liés aux électrolyseurs³²² fait ressortir les enseignements/recommandations présentés dans le Tableau 33.

Recommandations	Cas d'accidents illustratifs
Système permettant de minimiser l'O ₂ dans le circuit H ₂ (par ex. brûleur catalytique)	HIAD 970
Alarme sur différence de pression O ₂ /H ₂ entraînant la mise en sécurité du système	
Alarme sur O ₂ dans H ₂ ou H ₂ dans O ₂ entraînant la mise en sécurité du système	ARIA 20351
Alarme sur surintensité/surtension sur le stack entraînant la mise en sécurité du système	ARIA 22101, 25112
Alarme sur T° haute du brûleur catalytique entraînant une mise en sécurité du système	
Mesure de la conductivité de l'eau générant un arrêt du système en cas de déviation	
Filtre en sortie de l'unité de déminéralisation afin de minimiser les impuretés de l'eau	ARIA 25777
Alarme sur niveau bas eau (ballon tampon eau et séparateurs) entraînant la mise en sécurité du système	
Alarme sur arrêt de la pompe de recirculation de l'électrolyte entraînant la mise en sécurité du système	
Alarme sur débit bas de l'électrolyte entraînant la mise en sécurité du système	ARIA 25777
Tuyauteries d'eau enterrées ou calorifugeage sur tuyauteries aériennes en amont de la déminéralisation puis tuyauteries dans bâtiment maintenues hors gel	
Arrêt de l'électrolyseur en cas d'arrêt de l'installation de déminéralisation	
Contrôle de l'étanchéité de la membrane / du diaphragme après maintenance	

Tableau 33 : Recommandations issues de l'analyse des accidents liés aux électrolyseurs³²². La 2^{ème} colonne indique quelques cas accidents qui ont inspiré ces recommandations

8.2.3 Les risques associés à un système d'électrolyse

Un [système d'électrolyse](#) est principalement sujet à deux types de risques⁴⁷⁸ : une [fuite accidentelle d'hydrogène](#) ou [l'éclatement](#) d'une cellule d'électrolyse (ou d'un équipement qui y est raccordé en aval) suite à une [explosion interne](#) liée à un mélange accidentel d'hydrogène et d'oxygène.

Les fuites accidentelles potentielles dans un système d'électrolyse peuvent être très variées en termes de typologie et de débit : fuites sur raccords, rupture de tuyauterie suite à un choc, rejet à l'évent mal contrôlé, etc. Il peut en résulter des jets enflammés de dimensions importantes. Un cas généralement majorant est celui où une fuite accidentelle se produit dans l'enceinte de l'électrolyseur (bâtiment, conteneur), générant une [explosion confinée](#).

Un autre phénomène généralement majorant est l'éclatement d'un séparateur (d'hydrogène ou d'oxygène) lié à une explosion interne résultant de la formation accidentelle d'un mélange inflammable hydrogène-oxygène. Un tel mélange peut se former suite à un défaut d'étanchéité (défaut de montage, défaillance liée à un défaut de purification de l'eau) de la membrane séparant les compartiments anodique et cathodique de l'électrolyseur ou bien suite à une mise en communication des séparateurs hydrogène et oxygène via le circuit d'eau destiné à l'équilibrage de leurs pressions. Ce mélange inflammable peut éventuellement cheminer jusqu'à des équipements plus volumineux situés en aval de l'électrolyseur, par exemple un stockage, tel qu'il a été observé dans le cas de [l'accident de Gangneung](#).

Notons que pour ces deux phénomènes, explosion confinée et éclatement, des effets missiles sont à attendre en plus des effets de surpression.

D'autres risques, non directement liés à l'hydrogène, peuvent être cités :

- une suroxygénation⁵⁵³ ou un incendie consécutif à un rejet d'oxygène ;
- une anoxie consécutive à un rejet d'azote, d'hélium ou d'argon ;
- un emballement thermique ou un incendie sur le système de purification de l'hydrogène ;
- un déversement accidentel d'hydroxyde de potassium ou de sodium pouvant occasionner des risques toxiques ou de pollution environnementale (pour les électrolyseurs alcalins).

8.2.4 La maîtrise des risques liés à un système d'électrolyse

La maîtrise des [risques liés à un système d'électrolyse](#) passe par la mise en place d'un certain nombre de mesures communes à d'autres équipements hydrogène (Tableau 24), par exemple :

- [limiter le nombre de composants vulnérables](#) (raccords vissés, etc.) ;
- [choisir des matériaux compatibles avec l'hydrogène](#) ;
- [bien dimensionner la ventilation](#) à l'intérieur de l'enceinte ;
- [prévoir une mise en sécurité du système](#) en cas de détection de fuite ou d'incendie ;
- [respecter les bonnes pratiques d'inertage](#) ;
- [bien dimensionner la résistance des équipements exposés à un risque d'explosion interne](#) (séparateurs, tuyauteries, lignes d'évents, etc.) ;
- [prévoir un zonage ATEX adapté](#) et [respecter les prescriptions qui s'y rattachent](#) ;
- [prévoir des surfaces de décharge](#) afin d'éviter la destruction de l'enceinte en cas d'explosion ;
- [respecter des distances d'éloignement appropriées](#) par rapport aux limites de propriété et aux installations proches.

Une des enjeux de sécurité les plus importants sur un électrolyseur est de [prévenir le risque d'un mélange hydrogène-oxygène](#), que ce soit au sein des cellules d'électrolyse ou en aval, dans les séparateurs. Aussi, il est nécessaire de contrôler régulièrement l'étanchéité de la membrane séparant les compartiments cathodique et anodique et de réduire tous les facteurs pouvant favoriser sa dégradation ou sa rupture : impuretés, différentiels de pression, sollicitations en température. La possibilité d'un transfert de gaz d'un séparateur à l'autre (via le circuit d'eau) doit également être rendue impossible ou extrêmement peu probable.

L'électrolyseur est également un système qui a la particularité de donner lieu, en fonctionnement normal, à des rejets d'hydrogène et d'oxygène. Il est donc important de respecter les [bonnes pratiques de conception des événements](#) et notamment, d'isoler et d'éloigner les lignes d'évents H₂ et O₂.

⁵⁵³ La concentration en O₂ maximale de sécurité pour entrer dans un espace confiné est de 23.5% d'O₂ (AFGC)

Les exigences normatives relatives à la conception et à l'exploitation des systèmes d'électrolyse de type alcalin et PEM sont spécifiées dans la norme ISO 22734⁵⁵⁴.

Réglementairement, un électrolyseur est soumis :

- à la [réglementation ICPE](#) ;
- à la [réglementation ATEX](#) ;
- aux [réglementations européennes de mise sur le marché](#) pour les composants de l'électrolyseur, notamment la directive ESP pour les parties sous pression.

8.3 QUELS SONT LES ENJEUX SPECIFIQUES A LA COMPRESSION DE L'HYDROGENE ?

8.3.1 Principe et description d'un compresseur d'hydrogène

Compte-tenu de [la faible densité de l'hydrogène](#), la compression est une étape très souvent nécessaire pour pouvoir stocker, puis transporter ou distribuer l'hydrogène. Selon la pression de stockage souhaitée, l'étape de compression peut nécessiter plusieurs étages, mobilisant plusieurs compresseurs en série. L'hydrogène comprimé doit être refroidi après chaque étage pour limiter l'augmentation de température liée à la compression.

Les compresseurs les plus couramment utilisés dans les applications hydrogène sont des compresseurs mécaniques. Ils sont de deux types (Figure 131) :

- les compresseurs à piston : un piston transforme le mouvement de rotation d'une unité mobile en mouvement linéaire. Le piston se déplace d'avant en arrière dans la chambre pour comprimer l'hydrogène gazeux ;
- les compresseurs à membrane : le piston tire vers le bas. L'huile reflue dans un cylindre. La pression différentielle résultante provoque la déformation élastique de la membrane vers le bas ce qui permet d'augmenter le volume de la chambre et d'ouvrir le système d'admission des gaz. Alternativement, lorsque la bielle pousse le piston vers le haut, le piston pousse davantage d'huile pour provoquer la déformation élastique vers le haut de la membrane et diminuer le volume de gaz de la chambre pour entraîner une compression de l'hydrogène.

Les compresseurs sont généralement placés dans des enceintes (bâtiments ou conteneurs typiquement de 20 ou 40 pieds) et sont souvent associés à des équipements de refroidissement (c'est-à-dire un échangeur et un groupe froid). En aval du dernier compresseur, l'hydrogène est dirigé vers un [réservoir moyenne ou haute pression](#).

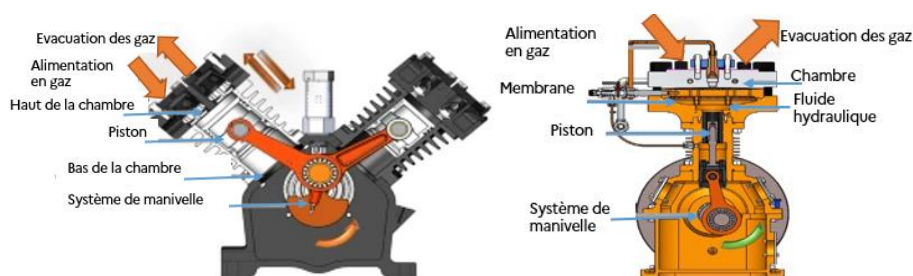


Figure 131 : Les compresseurs mécaniques à piston (gauche) et à membrane (droite)

⁵⁵⁴ Norme ISO 22734 Générateurs d'hydrogène utilisant le procédé d'électrolyse de l'eau - Applications industrielles, commerciales, et résidentielles

8.3.2 Retour d'expérience des accidents liés aux compresseurs d'hydrogène

Le Tableau 34 présente, à titre illustratif, deux exemples d'accidents ayant pour origine des compresseurs d'hydrogène.

Compresseurs	Discharge Valve Installation Error - ETATS UNIS https://h2tools.org/lessons/discharge-valve-installation-error
Description des faits	Une explosion survient sur un compresseur à hydrogène lors de son redémarrage après une opération de maintenance.
Conséquences	Dégâts matériels
Causes	Après enquête, il s'est avéré que le compresseur était équipé de vannes d'admission et de décharge interchangeables. La vanne de décharge a été installée par erreur à l'entrée, ce qui a provoqué l'éclatement du compresseur.
Leçons tirées	Etiquetage de toutes les vannes et raccords afin de minimiser les risques d'erreurs. Formation des techniciens aux procédures de mise hors service et de remise en service des systèmes
Compresseurs	Near Accident in H2 Compressor Room - ETATS UNIS https://h2tools.org/lessons/near-accident-h2-compressor-room
Description des faits	Le dispositif de sécurité d'un compresseur (disque de rupture) est activé. A la sortie de l'événement, le rejet s'enflamme.
Conséquences	Aucun mort ni blessé. Le compresseur est arrêté
Causes	Le dysfonctionnement du clapet anti-retour entre le compresseur et un stockage haute pression situé en aval a provoqué une surpression côté compresseur, ce qui a mené à l'activation du disque de rupture.
Leçons tirées	Entretien régulier du clapet anti-retour. Surélévation de la sortie de l'événement de 2,50 m à 6 m de hauteur. Montage d'un arrête-flamme à la sortie de l'événement

Tableau 34 : Cas d'accidents/incidents liés à des compresseurs d'hydrogène

Une analyse plus globale des accidents recensés dans les [bases de données](#) liés aux compresseurs³²² fait ressortir les enseignements/recommandations présentés dans le Tableau 35.

Recommandations	Cas d'accidents illustratifs
Alarme sur niveau bas de la pression à l'admission du compresseur entraînant la mise en sécurité du système	https://h2tools.org/lessons/leak-compressor-fueling-station
Mesures destinées à limiter les vibrations du compresseur	
Contrôle régulier de l'étanchéité du diaphragme	https://h2tools.org/lessons/hydrogen-boosting-compressor-fails
Eviter tout contact d'équipement auxiliaire avec le compresseur pour éviter sa détérioration par les vibrations du compresseur	https://h2tools.org/lessons/hydrogen-make-compressor-piping-hole
Contrôler régulièrement les clapets anti-retour en amont du compresseur ou sur les lignes de by-pass pour limiter le risque de reflux	https://h2tools.org/lessons/near-accident-h2-compressor-room

Tableau 35 : Recommandations issues de l'analyse des accidents liés aux compresseurs³²². La 2^{ème} colonne indique quelques cas accidents qui ont inspiré ces recommandations

8.3.3 Les risques associés à un compresseur d'hydrogène

Un [compresseur d'hydrogène](#) est principalement concerné par deux types de risques : une [fuite accidentelle d'hydrogène](#), et [l'éclatement](#) du compresseur (ou d'un équipement qui y est raccordé en aval) suite à une [explosion interne](#) liée à une entrée d'air à l'admission du compresseur.

Les fuites accidentelles potentielles sur un compresseur peuvent être très variées en termes de typologie et de débit. Il peut en résulter des jets enflammés de dimensions importantes. Un cas généralement majorant est celui où une fuite accidentelle a lieu dans l'enceinte (bâtiment, conteneur) où se situe le compresseur et génère une [explosion confinée](#).

Un autre phénomène généralement majorant est l'[éclatement](#) de la chambre du compresseur lié à une [explosion interne](#) résultant d'une aspiration d'air à l'entrée du compresseur.

Notons que pour ces deux phénomènes, explosion confinée et éclatement, des effets missiles sont à attendre en plus des effets de surpression.

Notons également, même si ce n'est pas directement lié à l'hydrogène, qu'un compresseur peut aussi être sujet à une perte de confinement d'huile, qui peut occasionner un feu de nappe, un feu de nuage ou une explosion.

8.3.4 La maîtrise des risques liés à un compresseur d'hydrogène

La maîtrise des [risques liés à un compresseur d'hydrogène](#) repose sur un grand nombre de mesures communes à d'autres systèmes hydrogène (Tableau 24), notamment le fait de :

- [limiter le nombre de composants vulnérables](#) (raccords vissés, etc.) ;
- [choisir des matériaux compatibles avec l'hydrogène](#) ;
- [bien dimensionner la ventilation](#) à l'intérieur de l'enceinte où se trouve l'électrolyseur ;
- [prévoir une mise en sécurité du système](#) en cas de détection de fuite ou d'incendie ;
- [respecter les bonnes pratiques d'inertage](#) ;
- [bien dimensionner la résistance des équipements exposés à un risque explosion interne](#) (compresseur, tuyauteries, lignes d'évents, etc.) ;
- [prévoir un zonage ATEX adapté](#) et de [respecter les prescriptions qui s'y rattachent](#) ;
- [prévoir des surfaces de décharge](#) afin d'éviter la destruction de l'enceinte en cas d'explosion ;
- [respecter des distances d'éloignement appropriées](#) par rapport aux limites de propriété et aux installations voisines.

Parmi les points d'attention spécifiques à avoir dans le cas d'un compresseur, il est important de :

- [limiter le risque d'intrusion d'air](#) à l'admission du compresseur, notamment en prévoyant une mise en sécurité du compresseur sur niveau bas de pression ou sur détection d'oxygène ;
- limiter le risque de transfert de surpressions du compresseur vers les équipements en aval en prévoyant une soupape de sécurité et une mise en sécurité du système sur détection de pression haute en aval de chaque étage de compression ;
- limiter le risque de reflux d'hydrogène (à pression élevée) du compresseur vers les équipements en amont (à pression plus basse) en prévoyant un clapet anti-retour entre le compresseur et ces équipements, y compris sur les lignes de by-pass
- limiter le risque d'éclatement de ces équipements en amont en les équipant de soupapes ;
- limiter les vibrations du compresseur par la conception ou par la mise à l'arrêt du compresseur sur dépassement d'un niveau haut de vibration et éviter tout contact de pièces métalliques avec le compresseur.

Les exigences générales relatives aux compresseurs sont spécifiées dans la [norme harmonisée NF EN 1012-3⁵⁵⁵](#), reliée à la directive machine. On peut aussi noter qu'il y a un projet de norme dans la série ISO 19880 pour les compresseurs destinés aux stations de remplissage d'hydrogène.

Réglementairement, un compresseur est soumis :

- à certaines dispositions des arrêtés associés aux rubriques 1416 ou 4715 de la [réglementation ICPE](#) lorsque l'installation relève de ces catégories ;
- à la [réglementation ATEX](#) en ce qui concerne son emplacement de travail ;
- aux [réglementations européennes de mise sur le marché](#), notamment la directive ESP et la directive machine.

⁵⁵⁵ Norme NF EN 1012-3 Compresseurs et pompes à vide - Prescriptions de sécurité - Partie 3 : compresseurs de procédé

8.4 QUELS SONT LES ENJEUX SPECIFIQUES AUX TUYAUTERIES D'HYDROGENE ?

8.4.1 Principe et description d'une tuyauterie d'hydrogène

Les tuyauteries sont omniprésentes dans les procédés hydrogène. Elles permettent à l'hydrogène de circuler au sein des équipements (électrolyseur, compresseur, etc.) ou entre les équipements d'une même installation ou d'un même véhicule. Elles sont généralement aériennes au sein des équipements, ou en entrée et en sortie de ceux-ci, ainsi que dans les conteneurs. Pour les autres parties (entre les équipements), les tuyauteries sont généralement placées en caniveaux, voire enterrées.

Les tuyauteries sont composées à la fois de tuyaux et d'accessoires. Deux types d'accessoires sont distingués : 1- les accessoires de tuyauterie : pièces de forme (coudes, réductions, tés), raccords, brides, brides pleines, manchons et 2- les appareils accessoires : robinets, vannes, clapets, soupapes, régulateurs de pression, filtres, détendeurs, régulateurs de débit, dispositifs de comptage ou de mesure, etc.

La pression nominale de service des tuyauteries utilisées sur les systèmes hydrogène peut varier de quelques bars à 1 000 bar.

8.4.2 Retour d'expérience des accidents liés aux tuyauteries d'hydrogène

Les tuyauteries étant les équipements les plus répandus dans les installations industrielles, en particulier dans les systèmes hydrogène, ce sont aussi les équipements les plus prolifiques en termes d'accidents. Pour illustration, on peut citer les événements suivants recensés dans la base [ARIA](#) : ARIA 275, 14700, 20356, 21965, 22249, 23175, 23731, 33071, 33966.

Les phénomènes dangereux occasionnés sont très divers : rejets asphyxiants, jets enflammés, feu de nuage, explosions non confinées, explosions confinées, éclatement. Les causes principales sont la corrosion, les agressions thermiques et les agressions mécaniques.

8.4.3 Les risques associés à une tuyauterie d'hydrogène

Une [tuyauterie d'hydrogène](#) peut être sujette à des fuites très variées en termes de typologie et de débit.

Le cas majorant est toutefois la rupture franche de la tuyauterie, qui peut engendrer un [feu torche](#), un [feu de nuage](#), un [UVCE](#) ou, en milieu fermé, une [explosion confinée](#).

En milieu ouvert, ce sont les tuyauteries aériennes qui produisent les distances d'effets les plus importantes, dans la mesure où un jet horizontal est possible. A contrario, pour les tuyauteries en caniveaux ou enterrées, un rejet vertical peut être considéré, sous réserve de justification.

En dehors du risque de fuite accidentelle, les tuyauteries sont des éléments tubulaires, dans lesquels les flammes d'hydrogène tendent à s'accélérer fortement en cas de formation et d'inflammation d'une atmosphère inflammable. Elles peuvent donc être le siège d'explosions internes très violentes, qui peuvent facilement atteindre la [détonation](#), et conduire à l'éclatement de la tuyauterie si [des mesures adéquates](#) ne sont pas adoptées.

8.4.4 La maîtrise des risques liés à une tuyauterie d'hydrogène

La maîtrise des [risques liés à une tuyauterie d'hydrogène](#) passe par la mise en place d'un certain nombre de mesures communes à d'autres équipements hydrogène (Tableau 24).

Les mesures particulièrement importantes dans le cas d'une tuyauterie sont notamment :

- de [limiter le nombre de composants vulnérables](#) et de choisir autant que possible des raccords soudés plutôt que vissés ;
- de [choisir des matériaux compatibles avec l'hydrogène](#) ;
- de privilégier le cheminement des tuyauteries en caniveaux afin de les protéger des agressions mécaniques et des effets dominos. Les caniveaux doivent présenter des ouvertures pour limiter le risque d'accumulation en cas de fuite ;
- de limiter tout risque d'erreur opératoire (mauvais serrage de raccord, vanne laissée ouverte, etc.), notamment en [suivant des procédures de montage](#) (en phase de mise en service comme en intervention) ou en [utilisant des protocoles de détrompage](#) ;

- de [limiter le risque de corrosion](#) ;
- de protéger la tuyauterie des vibrations, notamment pour éviter le desserrage de raccords ;
- d'éviter les « bras morts » (sections isolées de tuyauteries) ;
- d'[effectuer un contrôle périodique et une maintenance préventive rigoureuse](#) de la tuyauterie et de ses accessoires ;
- de [concevoir la longueur et la forme de la tuyauterie](#) de façon à limiter les risques de détonation en cas d'explosion interne, si nécessaire en l'équipant de [dispositifs d'atténuation](#) (arrêtes-flammes) et en cas d'impossibilité de prévenir toute possibilité de déflagration ou détonation, de [dimensionner la tuyauterie afin qu'elle résiste aux effets de surpression maximaux attendus](#). Cette recommandation ne s'applique bien sûr que si l'analyse de risques montre qu'un mélange hydrogène-air ou hydrogène-oxygène est susceptible de se former à une pression telle que des dommages sur la tuyauterie seraient occasionnés en cas d'explosion.

Les tuyauteries doivent répondre à un ensemble d'exigences normatives, notamment :

- les normes de la série NF EN 13480²⁸⁸ pour la conception, la fabrication, le montage et l'inspection des tuyauteries, parmi lesquelles la norme NF EN 13480-6 spécifique aux tuyauteries enterrées ;
- la norme NF EN ISO 15614-1⁴⁶⁶ pour la qualification du mode opératoire de soudage dans le cas de raccords soudés ;
- la norme NF EN 10216-1⁵⁵⁶ pour les tubes constituant les tuyauteries ;
- la norme NF EN 12266-1⁴⁷⁴ pour les robinets ;
- la norme NF EN ISO 4126-1⁴⁷⁵ pour les soupapes de sécurité,
- la norme ISO 19880-3⁵⁵⁷ pour les vannes de [stations-service hydrogène](#), etc.

Notons également que deux normes sont actuellement en projet :

- une norme EN 13480-11⁵⁵⁸ spécifique aux tuyauteries hydrogène ;
- une norme ISO 19880-6⁵⁵⁹ relative aux raccords de stations-service hydrogène.

Enfin, réglementairement, les tuyauteries sont soumises :

- à la [réglementation ICPE](#) dès lors qu'elles font partie d'une installation classée (par exemple relevant de la rubrique 4715 si la quantité d'hydrogène présente > 100 kg). Pour les installations relevant du régime de l'autorisation et donc soumises à la remise d'une étude de dangers, la fiche n°6 de la circulaire du 10 mai 2010²³⁵, non spécifique à l'hydrogène, décrit une méthodologie recommandée pour l'évaluation de la probabilité, des zones d'effets et de la gravité des accidents associés aux tuyauteries ;
- à la [réglementation ATEX](#) ;
- aux [réglementations européennes de mise sur le marché](#), notamment la directive ESP.

8.5 QUELS SONT LES ENJEUX SPECIFIQUES AU STOCKAGE D'HYDROGENE COMPRIME ?

8.5.1 Principe et description d'un stockage d'hydrogène comprimé

Le stockage d'hydrogène sous forme gazeuse comprimée s'effectue dans des réservoirs, généralement de forme cylindrique, qui peuvent être stationnaires (fixes), mobiles (transportables) ou embarqués (intégrés dans un véhicule).

⁵⁵⁶ Norme NF EN 10216-1 Tubes sans soudure en acier pour service sous pression - Conditions techniques de livraison Partie 1 : tubes en acier non allié avec caractéristiques spécifiées à température ambiante

⁵⁵⁷ Norme ISO 19880-3 Carburant d'hydrogène gazeux - Stations-service - Partie 3 : vannes

⁵⁵⁸ Projet de norme EN 13480-11 Tuyauteries industrielles métalliques – Partie 11: Exigences complémentaires pour application hydrogène dans le cadre de la demande de normalisation M/601 de la Commission européenne et de la Directive européenne 2014/68/UE Équipements sous pression, en préparation dans le cadre du comité de normalisation CEN/TC 267/WG 1

⁵⁵⁹ Projet de norme ISO 19880-6 Gaseous Hydrogen Fueling Station – Fittings, en préparation dans le cadre du comité de normalisation ISO TC 197

Les réservoirs sont catégorisés en quatre types (I à IV), en fonction de leurs matériaux constitutifs et de leur procédé de fabrication. Des réservoirs de type V, entièrement en matériaux composites (sans liner⁵⁶⁰), sont également en voie de développement^{66,67}.

Les réservoirs d'hydrogène peuvent se présenter sous plusieurs formes :

- des bouteilles ou des réservoirs compacts, qui peuvent être regroupés dans des cadres ou dans des conteneurs, pour en faciliter le transport ;
- des réservoirs allongés (tubes ou cigares), transportés sur des remorques (*tube-trailers*) ;
- des cuves de stockage, dédiées au stockage stationnaire.

La correspondance entre les types de stockage et leur forme, leur volume, leurs gammes de pression et de température est présentée dans le Tableau 36. Il est fréquent de qualifier les réservoirs stationnaires de basse pression (BP), moyenne pression (MP) ou haute pression (HP), même si les gammes de pression désignées par ces qualificatifs varient selon les applications⁵⁶¹.

Notons que le poids de l'hydrogène compte très peu dans le poids d'un réservoir. Pour illustration, l'hydrogène ne représente qu'environ 1% de la masse totale d'un réservoir métallique.

Un système de stockage ne se limite pas aux réservoirs. Il est également constitué, entre autres :

- de tuyauteries ou de flexibles (lyres) reliant les réservoirs entre eux, équipés d'accessoires : vanne(s), manomètres, etc. Il est à noter qu'un cadre de bouteilles ou un conteneur dispose généralement d'une vanne unique ;
- d'un panneau de contrôle centralisé des réservoirs ;
- d'un flexible pour la vidange et le remplissage du stockage ;
- d'organes de décompression ([soupape](#), [TPRD](#)), uniques ou multiples, reliés ou non à un [évent](#).

⁵⁶⁰ Le liner est une membrane (métallique ou polymère) constituant l'enveloppe interne de certains réservoirs de stockage. Le liner a principalement pour fonction d'assurer l'étanchéité du réservoir.

⁵⁶¹ Dans le cas d'une station-service, la basse pression commence à 0,5 bar (relatif) et va typiquement jusqu'à 200 bar. Ensuite on parle généralement de moyenne pression jusqu'à environ 500 bar puis au-delà, de haute pression (typiquement de 700 à 1 000 bar).

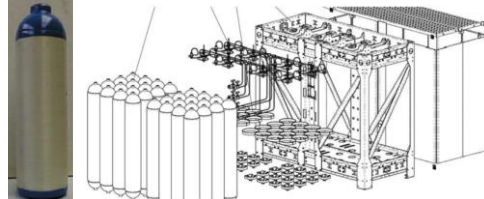
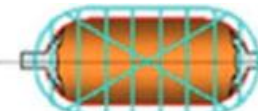
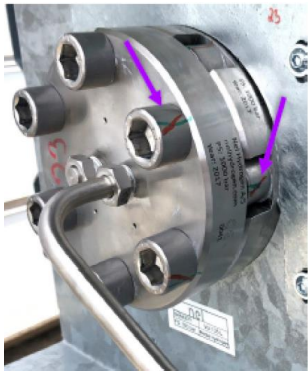
Type	Matériaux et procédé de fabrication	Schéma	Spécificités	T°	Forme	Volume typique	Pression typique	Illustrations
I	Entièrement métallique (acier ou aluminium) sans soudure		Très lourds Épaisseur importante Risque de fragilisation par l'H ₂ → attention à porter sur le choix de l'acier Bon marché	40° à +85°C	Bouteilles (seules ou en cadres de 9 à 18 bouteilles) Cigares Cuves de stockage	50 L 1 100 à 1 900 L Quelques dizaines de m ³	200 bar 200 à 380 bar Quelques dizaines de bars	
II	Corps métallique (acier ou aluminium) renforcé sur sa circonférence par un bobinage en fibre de carbone ou en fibre de verre coulé dans une résine		Très lourds Souvent utilisés comme réservoirs tampon haute pression dans les stations-service H ₂ Coût compétitif	40° à +85°C	Bouteilles (seules ou en cadres de 9 à 18 bouteilles) Réservoirs	50 L 150 à 800 L	300 à 1 000 bar 300-1 000 bar	
III	Liner métallique (aluminium ou acier) entièrement enveloppé d'un bobinage en fibre de carbone ou en fibre de verre coulé dans une résine		Moins lourds et moins épais Moins sensibles à la fragilisation à l'H ₂ L'étanchéité est assurée par le liner	40° à +85°C	Bouteilles (seules ou en cadres de 4 à 12 bouteilles) Réservoirs en conteneurs (MEGC) (jusqu'à 115 réservoirs)	200 à 350 L 200 à 350 L	200-700 bar 200-900 bar	
IV	Liner en plastique (polymère) entièrement enveloppé d'un bobinage en fibre de carbone coulé dans une résine		Moins lourds et moins épais L'étanchéité est assurée par le liner et la résistance mécanique à 95% par l'enveloppe composite Plus coûteux Perméation à travers le liner	40° à +85°C	Cigares Réservoirs embarqués	1 100 à 1 900 L ~150 L ou 320 L	300 à 500 bar 700 ou 350 bar	

Tableau 36 : Les types de réservoirs d'hydrogène gazeux comprimé

8.5.2 Retour d'expérience des accidents liés aux réservoirs d'hydrogène

Le Tableau 37 présente, à titre illustratif, cinq exemples d'accidents ayant pour origine des réservoirs d'hydrogène. Trois d'entre eux sont en lien avec des réservoirs fixes, les deux autres avec des réservoirs sur semi-remorques.

Réservoirs fixes	Hydrogen Cylinder Leak at Fueling Station - 13/03/2012 - ALLEMAGNE https://h2tools.org/lessons/hydrogen-cylinder-leak-fueling-station
Description des faits	Une alarme retentit dans une station de ravitaillement en hydrogène récemment inaugurée dans une grande agglomération. L'une des 120 bouteilles d'hydrogène à haute pression (800 bar) situées sur le toit de la station s'est mise à fuir mais l'hydrogène ne s'est pas enflammé. Trois capteurs d'hydrogène ont détecté la fuite, ce qui a déclenché l'alarme, averti le service d'incendie local et entraîné un arrêt d'urgence immédiat, isolant le groupe de bouteilles fuyardes des trois autres groupes. Après 2,5 heures, un technicien du fournisseur d'hydrogène a ouvert une conduite de dérivation pour permettre à l'hydrogène de s'échapper par un évent. Cette action a été effectuée depuis la salle de contrôle situé dans une zone sécurisée. Environ quatre heures plus tard, le stockage défaillant était totalement vidé.
Conséquences	Aucun mort ni blessé. Les pompiers n'ont autorisé aucune personne à accéder au toit. Un périmètre de sécurité de 200 mètres autour de la station a été mis en place par la police
Causes	La fuite est liée à un raccord vissé défectueux en téflon sur l'une des bouteilles. Le débit de fuite moyen a été estimé à 5 kg/h (1,4 g/s)
Leçons tirées	Suite à l'incident, le fournisseur d'hydrogène a installé des panneaux de séparation anti-feux entre les groupes de réservoirs, ainsi qu'un système de sprinklage semi-automatique pour refroidir les réservoirs de stockage en cas d'inflammation d'une fuite sur un réservoir proche. La salle de contrôle et de surveillance à distance de la station a été équipée d'un système audio pour attirer plus rapidement l'attention sur les alarmes. La procédure d'alarme a été perfectionnée pour que les alarmes gaz/incendies soient également transmises au personnel de la station.
Réservoirs fixes	Pressure Relief Device Fails at Fueling Station – 04/05/2012 - ETATS UNIS https://h2tools.org/lessons/pressure-relief-device-fails-fueling-station
Description des faits	Dans une station de ravitaillement en hydrogène, une soupape de sécurité se rompt sur un tube de stockage à haute pression, provoquant la libération d'environ 300 kg d'hydrogène gazeux. Le gaz s'est enflammé en sortie d'évent et a brûlé pendant deux heures et demie jusqu'à ce que les techniciens soient autorisés par les pompiers à entrer dans la station et à isoler la fuite.
Conséquences	Aucun mort ni blessé et très peu de dégâts matériels (la toiture ondulée de l'auvent situé au-dessus de l'aire de distribution de carburant a été légèrement brûlée par la flamme d'hydrogène et a dû être remplacée). Les bureaux et les écoles à proximité ont été évacués ou mis à l'abri. La station a rouvert 9 mois après l'incident.
Causes	L'ouverture intempestive de la soupape a trois raisons profondes : 1- l'utilisation de matériaux incompatibles avec l'hydrogène, 2- un assemblage défectueux (couple de serrage excessif) et 3- un durcissement excessif des matériaux constitutifs de la soupape. Ces problèmes auraient pu être évités par une revue de conception et un contrôle qualité plus rigoureux.
Leçons tirées	Suite à l'incident, des actions correctives ont été apportées : remplacement de toutes les soupapes, surélévation de la cheminée d'évent, amélioration de la procédure d'urgence et de la coordination avec les services de secours, formation des employés et des premiers intervenants, etc.
Réservoirs fixes	Explosion d'hydrogène dans une station-service - 10/06/2019 - KJØRBO (Norvège) - ARIA 53772 – HIAD 884 - https://mozees.no/wp-content/uploads/2019/10/Hansen_Hydrogen-safety_Kjoerbo-incident-overview-and-perspectives.pdf
Description des faits	Vers 17h30, une explosion et un incendie se produisent dans une station-service de distribution d'hydrogène ouverte en 2016. L'hydrogène est produit sur place via un électrolyseur et transféré vers des réservoirs tampons. Les services de secours arrivent sur place 7 minutes après l'explosion. Un périmètre de 500 m est mis en place. Deux routes sont fermées à la circulation durant 2h30. L'incendie est maîtrisé et déclaré sous contrôle par les secours 2h30 après l'accident.
Conséquences	Aucun mort ni blessé sur le site même mais le souffle de l'explosion a déclenché des airbags de véhicules situés à proximité, blessant légèrement trois personnes. Des débris ont été projetés à 50 m. Des vitres d'un bâtiment situé à 65 m de distance ont été brisées. Le ravitaillement en hydrogène est arrêté dans le pays. Les constructeurs de véhicules à hydrogène mettent en attente la livraison de véhicules neufs.

	Les stations du constructeur, qu'elles soient de même technologie ou non, sont provisoirement arrêtées durant le temps de l'enquête en Europe, aux États-Unis et en Corée du Sud.
Causes	L'explosion résulte d'une fuite sur un réservoir de stockage d'hydrogène, lié à un couple de serrage insuffisant de deux boulons sur une bride de raccordement du réservoir. Le débit de fuite a été estimé à environ 0,04 g/s pendant quelques heures, puis entre 1,5 et 3 kg en 3 secondes suite à la rupture d'un joint. Le nuage d'hydrogène et d'air ainsi formé a explosé à l'air libre. La source d'inflammation n'a pas été identifiée avec certitude. Il a été émis l'hypothèse que le jet d'hydrogène aurait mis en mouvement des graviers du sol dont la friction aurait généré une charge électrostatique.
Leçons tirées	Suite à l'accident, les mesures suivantes ont été prises : inspection par l'exploitant de tous les réservoirs de stockage d'hydrogène de ses stations-services en Europe – vérification des couples de serrage sur tous les raccords – modification des procédures d'assemblage (vérification du couple de serrage par deux personnes, marquage et notification dans un document) – amélioration du dispositif de détection de fuites - mise en place d'un sol dissipatif (sans graviers) sur la zone du stockage – mise en place d'un dispositif de ventilation forcée - élargissement du zonage ATEX.
Illustrations	  
Semi-remorques	Fuite avec explosion et inflammation d'hydrogène sur un camion en cours de chargement – 01/06/2019 - SANTA CLARA (Etats-Unis) – HIAD 475 - https://h2tools.org/sites/default/files/2021-06/AP_Santa_Clara_Incident_Review_Report_Rev1.pdf
Description des faits	Dans un dépôt d'hydrogène liquide situé dans une zone industrielle, un fort sifflement puis une explosion, suivie d'un jet enflammé, se produisent pendant le remplissage d'un semi-remorque transportant de l'hydrogène gazeux dans des tubes à 500 bar. L'explosion est ressentie jusqu'à 8 km à la ronde. Une série de jets enflammés se forment ensuite du fait de l'ouverture de plusieurs TPRD et de la fuite de raccords probablement occasionnées par les effets dominos thermiques. Le feu se propage à 3 semi-remorques d'hydrogène gazeux situés à proximité et un camion-citerne d'hydrogène liquide est également atteint par les effets thermiques, mais sans prendre feu. Le feu est maîtrisé par les pompiers au bout d'1 heure.
Conséquences	Deux des quatre employés présents sur site ont été légèrement blessés : l'un s'est blessé à l'épaule lors de l'évacuation, l'autre présente des acouphènes suite à l'explosion. L'explosion a brisé une vitre à une

	distance de 38m. Les habitations et commerces environnants ont été évacués. L'accident a généré une rupture du ravitaillement de 9 stations, affectant environ 1 000 propriétaires de véhicules pendant plusieurs semaines.
Causes	La fuite d'hydrogène est liée, d'une part, à une tentative non autorisée du conducteur principal du semi-remorque de réparer une vanne fuyarde, ce qui l'a amené à démonter une section de tuyauterie raccordée au semi-remorque, et d'autre part à une mauvaise communication de ce conducteur avec l'autre conducteur (stagiaire) qui en voulant ouvrir une autre vanne, a ouvert la ligne en réparation. En quelques secondes, un mélange explosif hydrogène-air s'est formé dans un espace confiné (module de stockage d'hydrogène), ce qui a généré l'explosion. Environ 250 kg d'hydrogène ont été relâchés au cours de l'accident.
Leçons tirées	Les causes de cet accident sont essentiellement organisationnelles. Les mesures prises après l'accident sont essentiellement l'amélioration des procédures de remplissage et l'amélioration de la formation des conducteurs en charge du remplissage.
Illustrations	
Semi-remorques	Eclatement de réservoirs suite à un accident de la route - 06/02/2023 - ORANGE (Ohio – Etats-Unis) - https://www.repairerdrivennews.com/2023/02/14/semi-truck-carrying-hydrogen-explodes-fuel-type-still-touted-as-safer-than-gasoline/ https://oneh2.com/ohio-incident-response/
Description des faits	Un semi-remorque transportant 420 kg d'hydrogène stocké dans six grands cylindres rentre en collision avec une voiture dans le canton d'Orange, dans l'Ohio. Le semi-remorque se renverse et prend feu. Environ 30 secondes après, une série d'explosions et des boules de feu de dix mètres de haut ainsi qu'un fort sifflement, sont rapportés par des témoins.
Conséquences	Les deux occupants du camion et le conducteur de la voiture sont transférés à l'hôpital pour des blessures mineures
Causes	Suite à l'incendie déclenché par l'accident, plusieurs TPRD se sont ouverts, évitant ainsi l'éclatement des réservoirs. La raison pour laquelle des explosions ont été entendues n'est pas précisée à ce stade.
Leçons tirées	Non disponibles à ce stade
Illustrations	

Tableau 37 : Cas d'accidents/incidents liés à des réservoirs d'hydrogène

Une analyse plus globale des accidents recensés dans les [bases de données](#) liés aux réservoirs d'hydrogène³²² fait ressortir les enseignements/recommandations présentés dans le Tableau 38.

Recommandations	Cas d'accidents illustratifs
Pour l'ensemble des réservoirs	
Mettre en œuvre des :	
- dispositifs de prévention contre les surpressions (soupapes, disques de rupture...)	
- dispositifs de protection contre les agressions thermiques (protection physique, TPRD)	ARIA 8029, 39090, 58467
- dispositifs de protection contre les agressions mécaniques	ARIA 44728, 39617, 37985
Pour les réservoirs sur semi-remorques	
Mettre en œuvre un :	
- dispositif d'isolement automatique de la semi-remorque, par exemple, sur détection de fuite d'hydrogène	
- dispositif anti-arrachement au niveau du flexible relié à une vanne d'isolement automatique isolant le stockage (vanne normalement fermée) ou muni d'un raccord auto-obturant	
S'assurer du respect de la procédure pour les opérations de connexion/déconnexion à l'installation fixe	
S'assurer de la manutention des cadres de réservoirs d'hydrogène en toute sécurité	ARIA 1380, 14530, 35405, 44315
S'assurer de la formation et du maintien des compétences des conducteurs en matière de sécurité : lutte contre les incendies, information pertinente des secours en cas d'accident, prévention de la fatigue, etc.	

Tableau 38 : Recommandations issues de l'analyse des accidents liés aux réservoirs d'hydrogène³²².
La 2^{ème} colonne indique quelques cas accidents qui ont inspiré ces recommandations

8.5.3 Les risques associés au stockage d'hydrogène comprimé

Un [stockage d'hydrogène comprimé](#) présente deux types de risques : une [fuite accidentelle d'hydrogène](#) et [l'éclatement](#) d'un réservoir.

Une fuite accidentelle d'hydrogène sur un système de stockage peut avoir des causes et des débits très variés, et peut concerner tous les équipements :

- [les réservoirs eux-mêmes](#), notamment au niveau de leur tête de raccordement. Les réservoirs de types I et II possèdent généralement une vanne d'ouverture raccordée sur le réservoir par un raccord NPT⁵⁶² vissé. L'étanchéité de ce raccord peut se dégrader dans le temps, amenant à des surfaces de fuite pouvant aller jusqu'au mm², qui peuvent aboutir à des accidents (voir par exemple [l'accident de Kjørbo en 2019](#)). Le raccordement des têtes de réservoirs de types II et IV est assuré par un régulateur de pression (*In-tank regulator*), qui possède un double niveau d'étanchéité (contact métal-métal + joint torique). Des fuites restent malgré tout possibles ;
- [les tuyauteries et les flexibles internes](#), en cas de raccords mal serrés, de choc ou d'arrachement, d'agression par un feu, etc. ;
- [les dispositifs de décompression \(soupape, TPRD\)](#) qui peuvent générer un rejet important en cas d'ouverture. Si ces dispositifs ne sont pas raccordés à un événement débouchant sur un emplacement sûr (ce qui est le cas par exemple pour des stockages embarqués dans des véhicules), ou si la ligne d'évent est mal dimensionnée, il peut en résulter un [feu torche](#), un [feu de nuage/UVCE](#) voire une [explosion confinée](#), aux effets non négligeables ;
- [le flexible de vidange/remplissage](#) du stockage, qui peut connaître un raccordement défectueux, un arrachement, un écrasement, etc.

Les scénarios de fuites accidentelles qui génèrent les effets majorants sont généralement :

⁵⁶² Les raccords NPT sont des raccords à filetage coniques dont l'étanchéité se fait sur les filets tandis que les raccords métriques type M14x125 possèdent des filetages droits/parallèles où l'étanchéité se fait théoriquement à l'extrémité du raccord (pas sur le filetage).

- les fuites accidentelles en milieu confiné (lorsque le stockage est conteneurisé, situé dans un local ou entouré de parois hautes), qui peuvent donner lieu à une explosion confinée ;
- la rupture du flexible de vidange/remplissage, qui peut conduire à un feu torche, un feu de nuage, un UVCE voire une explosion confinée.

Au-delà de ces fuites accidentelles potentielles, le risque réellement spécifique au stockage d'hydrogène comprimé est le risque d'éclatement, qui compte-tenu des pressions de stockage mises en jeu (entre 30 et 1000 bar), peut avoir des effets à très grande distance. Un éclatement peut survenir dans quatre grands types de circonstances : une suppression (y compris suite à une réduction de la résistance du réservoir par fatigue⁵⁶³), une explosion interne, une agression mécanique ou une agression thermique. La pression de rupture n'est pas la même dans chacun de ces cas et varie également en fonction de la nature du réservoir (métallique ou composite).

Notons qu'en cas d'explosion confinée ou d'éclatement, des effets missiles sont à attendre en plus des effets de surpression.



Figure 132 : Eclatement d'une bouteille de 2,4 L à une pression de 700 bar après un impact mécanique

8.5.4 Quel est le comportement d'un réservoir d'hydrogène en cas d'agression thermique ?

L'agression thermique d'un réservoir d'hydrogène par un feu est un des scénarios pouvant mener à son éclatement. Une agression thermique peut prendre différentes formes :

- un jet enflammé, qui va soumettre le réservoir à un flux thermique intense (de l'ordre de 100 kW/m^2)⁵⁶⁴ mais local, et potentiellement de courte durée (si la flamme est détectée et déclenche une mise en sécurité du système) ;
- un feu (partiel ou englobant) lié à un incendie, qui va soumettre le réservoir à un flux thermique moins intense (entre 10 et 50 kW/m^2)⁵⁶⁴, mais qui va s'exercer plus longtemps.

⁵⁶³ Nerea et al. Hydrogen enhanced fatigue in full scale metallic vessel tests – Results from the MATHRYCE project, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 42, Issue 19, 2017, Pages 13777-13788 <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.01.144>

⁵⁶⁴ Halm, D. et al., Composite pressure vessels for hydrogen storage in fire conditions: fire tests and burst simulation, Int. J. of Hydrogen Energy, vol 42, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.06.088>

Le comportement de réservoirs d'hydrogène face à ces différents types d'agression a été étudié à travers plusieurs campagnes d'essais^{565,566,567,568,569,570} menées notamment dans le cadre du projet ANR HYPE, du projet Oseo H2E et des projets européens HYPER et FIRECOMP³⁹³.

Le Tableau 39 présente en particulier les résultats obtenus lors d'essais de feux sur des réservoirs de type IV. Les principaux enseignements qui peuvent en être tirés sont les suivants :

- pour les réservoirs de grand volume, la pression dans le réservoir augmente très peu avant l'éclatement, notamment pour les réservoirs haute pression (700 bar). Ceci est lié à la très forte inertie thermique du matériau composite. L'éclatement est principalement dû à la dégradation de l'enveloppe du réservoir sous l'effet du feu et non à une augmentation de la pression. Il en découle qu'une soupape de sécurité est une mesure inadaptée pour protéger un réservoir composite contre une agression thermique ;
- un feu partiel peut entraîner un éclatement au même titre qu'un feu englobant ;
- le délai avant l'éclatement varie globalement entre 4 et 10 minutes, le délai médian se situant autour de 5 minutes. Ce délai est piloté par la perte de résistance de l'enveloppe (Figure 133) ;
- il existe des situations où le réservoir n'éclate pas. Celles-ci dépendent du volume du réservoir, et surtout de la pression initiale. L'analyse interne des réservoirs montre que dans ces situations, le *liner* fond et perd son étanchéité sous l'effet de la chaleur (ce qui permet à l'hydrogène de fuir à travers les fibres), mais la cohésion mécanique du réservoir est préservée par les fibres de carbone malgré la dégradation de la résine (Figure 134). Cette propriété très intéressante, appelée *leak-before-burst*, motive le développement d'une nouvelle génération de réservoirs, de [type V](#), qui devraient être dotés de cette propriété.

⁵⁶⁵ Zalosh, R. (2007). Blast waves and fireballs generated by hydrogen fuel tank rupture during fire exposure. Proceedings on the 5 th Seminar on Fire and Explosion Hazard, Edinburgh, UK, 23-27 April 2007, pp. 2154
<https://mvfri.org/contracts/Final%20Reports/Zalosh-HydrogenTankFirePaper.pdf>

⁵⁶⁶ Tamura, Y. et al., The residual strength of automotive hydrogen cylinders after exposure to flames, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 44, Issue 17, 2019, Pages 8759-8766 <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.12.055>

⁵⁶⁷ Wang X. et al. (2023) Ultimate pressure-bearing capacity of Type III onboard high-pressure hydrogen storage tanks under typical accident scenarios, Journal of Energy Storage, Volume 63, 107135 <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.107135>

⁵⁶⁸ Ruban, S. et al. (2012) Fire risk on high-pressure full composite cylinders for automotive applications. International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 37, pp. 1763017638 <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.05.140>

⁵⁶⁹ Blanc-Vannet, P. Burst pressure reduction of various thermoset composite pressure vessels after impact on the cylindrical part. Composite Structures 160 (2017) 706–711 <https://doi.org/10.1016/j.compstruct.2016.10.099>

⁵⁷⁰ Blanc-Vannet et al. (2019) Fire tests carried out in FCH JU Firecomp project, recommendations and application to safety of gas storage systems <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.04.070>

Volume du réservoir	Pression initiale	Type de feu	Type de perte de confinement	Pression de perte de confinement	Temps avant la perte de confinement
2,4 L	3 bar	Feu englobant	Fuite	8 bar	550 s
	100 bar	Feu englobant	Fuite	150 bar	300 s
	350 bar	Feu englobant	Fuite	450 bar	270 s
	435 bar	Feu englobant	Fuite	520 bar	270 s
	480 bar	Feu englobant	Eclatement	600 bar	325 s
	525 bar	Feu englobant	Eclatement	675 bar	245 s
	700 bar	Feu englobant	Eclatement	830 bar	230 s
36 L	100 bar	Feu englobant	Fuite	135 bar	490 s
	178 bar	Feu englobant	Fuite	204 bar	665 s
	250 bar	Feu englobant	Fuite	305 bar	480 s
	350 bar	Feu englobant	Fuite	395 bar	500 s
	356 bar	Feu englobant	Eclatement	379 bar	590 s
	525 bar	Feu englobant	Eclatement	565 bar	311 s
	700 bar	Feu englobant	Eclatement	715 bar	238 s
	703 bar	Feu englobant	Eclatement	703 bar	392 s
	706 bar	Feu partiel	Eclatement	706 bar	320 s
100 L	175 bar	Feu englobant	Fuite	213 bar	642 s
	350 bar	Feu englobant	Fuite	396 bar	577 s
	525 bar	Feu englobant	Eclatement	544 bar	430 s
	703 bar	Feu englobant	Eclatement	715 bar	353 s

Tableau 39 : Comportement de réservoirs d'hydrogène soumis à des feux englobants ou partiels^{568,569}

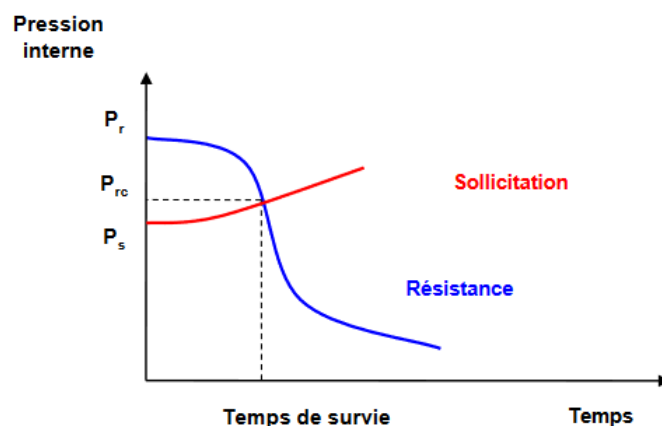


Figure 133 : Processus de perte de résistance de l'enveloppe d'un réservoir menant à son éclatement



Figure 134 : Fuite lente d'hydrogène sans éclatement d'un réservoir de type IV soumis à un feu.
Réservoir de 100 L - pression initiale = 350 bar

fibres/résine, déformations permanentes dans le liner dans le cas de réservoirs de type III (Figure 136). Ces endommagements peuvent se trouver à l'intérieur de la paroi composite et ne pas être facilement détectés.

Ces observations posent la question du devenir des réservoirs après un impact : doivent-ils être systématiquement remplacés ? quels sont les endommagements et la durée de vie du réservoir après un impact mineur (< 3 kJ par exemple). Les cyclages en pression successifs ne vont-ils pas accélérer son vieillissement ? Notons qu'il n'y a pas de dispositions réglementaires sur cette question.

Enfin, si certains types de sollicitations mécaniques sur les réservoirs ont été étudiés (impact direct, chute), il n'existe pas de données publiques sur l'écrasement de réservoirs ou l'interaction avec une onde de pression (onde choc notamment) lors de l'éclatement d'un réservoir à proximité d'un autre (installation en cadre ou en conteneur). Ces questions restent ouvertes aujourd'hui.

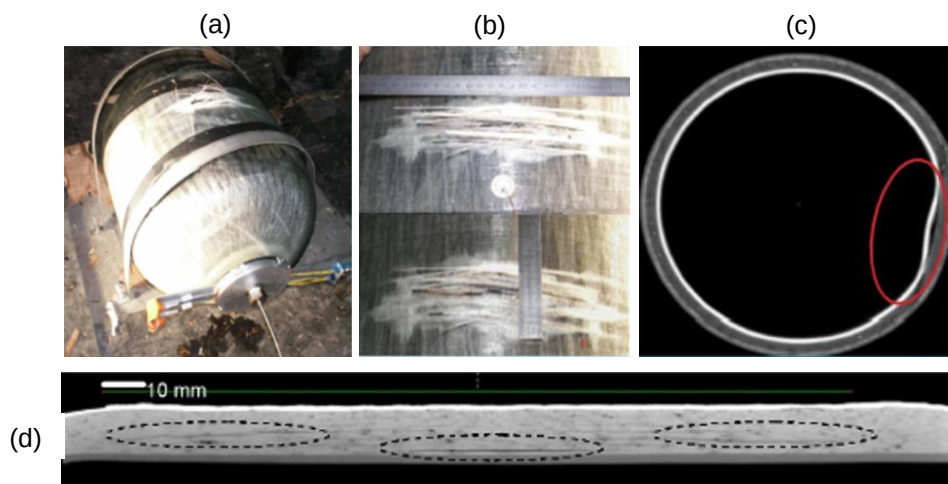


Figure 136 : Dégradations observées sur des réservoirs composites suite à un impact par un projectile (a) dégradation externe pour un projectile de 100 kg à 13 m/s (8450 J) (b) dégradation externe pour un projectile de 20 kg à 29 m/s (8450 J) (c) déformation du liner métallique d'un réservoir de type III (d) délaminage des fibres au sein de la paroi composite

8.5.6 La maîtrise des risques liés au stockage d'hydrogène comprimé

La maîtrise des [risques liés à un système de stockage d'hydrogène comprimé](#) repose sur un grand nombre de mesures communes à d'autres systèmes hydrogène (Tableau 24), notamment le fait de :

- [limiter le nombre de composants vulnérables](#) (raccords vissés, etc.) ;
- [choisir des matériaux compatibles avec l'hydrogène](#) ;
- dans le cas d'un stockage en conteneur ou à l'intérieur d'un local, [bien dimensionner la ventilation](#) et [prévoir des surfaces de décharge](#) afin d'éviter la destruction de l'enceinte en cas d'explosion ;
- [prévoir une mise en sécurité du système](#) en cas de détection de fuite ou d'incendie ;
- [prévoir un zonage ATEX adapté](#) et [respecter les prescriptions qui s'y rattachent](#) ;
- [respecter des distances d'éloignement appropriées](#) par rapport aux limites de propriété et aux installations voisines.

Le scénario majorant sur un stockage d'hydrogène comprimé étant généralement le scénario [d'éclatement](#), une attention particulière est portée sur la prévention de cet événement. La démarche de prévention consiste en trois principaux axes :

- d'une part, agir sur [la prévention des événements qui peuvent conduire à l'éclatement](#) d'un réservoir. Il s'agit en particulier de :
 - o [limiter le risque de surpression](#), notamment par la conception et le respect de protocoles de remplissage adaptés, la mise en sécurité du système de remplissage du stockage sur pression haute, la mise en place de soupapes de sécurité et de clapets anti-retour, etc. Il est à noter que, conformément à la norme NF EN 17127⁴⁸⁴, la pression de remplissage maximale d'un réservoir embarqué ne doit pas dépasser 125% de sa pression nominale de service ;

- [limiter le risque d'explosion interne](#), notamment en évitant toute intrusion d'air ou toute formation accidentelle d'un mélange H₂-O₂ dans les équipements situés en amont ou en aval et le cas échéant, en prévoyant des dispositifs d'isolement de type [arrête-flammes](#) entre ces équipements et le réservoir ;
- [limiter le risque d'agression mécanique](#), notamment par le choix d'implantation, la signalisation et les mesures organisationnelles (plan et règles de circulation, etc.) et la mise en place de barrières physiques de protection ;
- [limiter le risque d'agression thermique](#), notamment par le choix d'implantation, la mise en sécurité du système en cas de détection incendie ou la protection physique du stockage vis-à-vis du risque de feu (peinture intumescente, mur coupe-feu, etc.) ;
- d'autre part, [concevoir le réservoir](#) de telle sorte qu'il soit en mesure de résister à des pressions internes, des chocs, des flux thermiques ou des cycles de pression/température dépassant ses conditions de fonctionnement normal. C'est l'objet des réglementations et des normes de mise sur le marché de fixer les exigences essentielles auxquelles doivent répondre les réservoirs. Ces réglementations et ces normes diffèrent selon l'application (directives ESP²⁷³ pour les applications stationnaires, directive ESPT²⁷⁵ pour les applications relatives au transport d'hydrogène comme marchandise dangereuse, règlement ONU R134³⁰⁰ pour les véhicules routiers) et selon la nature des réservoirs. Parmi ces normes, on peut citer :
 - les normes de la série ISO 9809⁵⁷⁶ concernant les réservoirs en acier ;
 - les normes de la série ISO 11119^{577,578,579,580} et la norme NF EN 17339⁵⁸¹ concernant les réservoirs composites ;
 - la norme NF EN 12245⁵⁸² concernant les réservoirs transportables composites ;
 - la norme ISO 19881⁵⁸³ concernant les réservoirs de véhicules terrestres ;
 - la norme NF EN 17533⁵⁸⁴ concernant les réservoirs stationnaires.

Dans le cadre de ces normes, les réservoirs doivent être soumis à un certain nombre d'essais abusifs. Le règlement ONU R134³⁰⁰ impose, par exemple, que pour les réservoirs de type III et IV, le facteur de sécurité pour la pression d'éclatement soit au moins de 2,25 fois la pression nominale de service (PNS)⁵⁸⁵.
- enfin, [respecter les règles et bonnes pratiques d'exploitation et de contrôle des réservoirs tout au long de leur vie](#). Par exemple, un réservoir de type IV ne doit jamais être totalement vidangé, sous peine de perte de cohésion entre le liner et la paroi composite, qui peut amener le réservoir à fuir. Un contrôle périodique des réservoirs est également essentiel, pour détecter d'éventuels indices de fatigue ou d'endommagement. La réglementation impose une épreuve hydraulique périodique pour les réservoirs métalliques (typiquement tous les 4 à 10 ans) et les réservoirs composites stationnaires. En revanche, aucun contrôle n'est imposé pour les réservoirs composites de certaines applications mobiles, notamment les véhicules légers.

Pour maîtriser le risque d'éclatement lié à une agression thermique, il est également courant d'équiper certains types de réservoirs (principalement les réservoirs composites) d'un fusible thermique ([TPRD](#)).

⁵⁷⁶ Série de normes ISO 9809 Bouteilles à gaz - Conception, construction et essais des bouteilles à gaz et des tubes rechargeables en acier sans soudure

⁵⁷⁷ Norme 11119-1 Bouteilles à gaz - Conception, construction et essais des tubes et bouteilles à gaz rechargeables en matériau composite – Partie 1 : Tubes et bouteilles à gaz frettés, en matériau composite renforcé par des fibres, d'une contenance allant jusqu'à 450 L

⁵⁷⁸ Norme 11119-2 Bouteilles à gaz - Conception, construction et essais des tubes et bouteilles à gaz rechargeables en matériau composite - Partie 2 : Tubes et bouteilles à gaz entièrement bobinés en matériau composite renforcés de fibres et d'une contenance allant jusqu'à 450 L avec liners métalliques structuraux

⁵⁷⁹ Norme 11119-3 Bouteilles à gaz - Conception, construction et essais des tubes et bouteilles à gaz rechargeables en matériau composite - Partie 3 : Tubes et bouteilles à gaz entièrement bobinés en matériau composite renforcés de fibres d'une contenance allant jusqu'à 450 L avec liners non métalliques ou métalliques non structuraux, ou sans liners

⁵⁸⁰ Norme 11119-4 Bouteilles à gaz - Bouteilles à gaz rechargeables en matériau composite et tubes - Conception, construction et essais - Partie 4 : Bouteilles à gaz composites entièrement bobinées renforcées par des fibres et tubes d'une contenance allant jusqu'à 150 L avec liners métalliques transmettant la charge

⁵⁸¹ Norme NF EN 17339 Bouteilles à gaz transportables - Bouteilles et tubes entièrement bobinées en matériaux composites carbonés pour l'hydrogène

⁵⁸² Norme NF EN 12245 Bouteilles à gaz transportables - Bouteilles entièrement bobinées en matériaux composites

⁵⁸³ Norme ISO 19881 Hydrogène gazeux - Réservoirs de carburant pour véhicules terrestres

⁵⁸⁴ Norme NF EN 17533 Hydrogène gazeux - Bouteilles et tubes pour stockage stationnaire

⁵⁸⁵ Cette pression d'éclatement doit être au moins de 3,5 fois la PNS pour les réservoirs en fibre de verre.

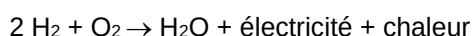
Cette disposition est obligatoire pour les véhicules routiers de catégories M et N (règlement ONU R134³⁰⁰), mais n'est pas exigée dans tous les cas pour le transport d'hydrogène ([réglementations TMD](#)).

Il faut toutefois noter que ce type de dispositif présente [un certain nombre d'inconvénients](#). C'est pourquoi les fabricants de réservoirs s'efforcent de développer d'autres stratégies de protection, notamment celle qui consiste à [rendre le réservoir « fuyard » avant éclatement](#).

8.6 QUELS SONT LES ENJEUX SPECIFIQUES AUX PILES A COMBUSTIBLES A HYDROGENE ?

8.6.1 Principe et description d'une pile à combustible à hydrogène

Une pile à combustible (PAC) ou *fuel cell* (FC) en anglais réalise l'opération inverse d'un [électrolyseur](#) : elle fait réagir de l'hydrogène avec de l'oxygène de l'air, pour produire de l'eau et de l'électricité :



Il existe deux principaux domaines d'application d'une PAC : [la mobilité](#) et [la génération stationnaire d'électricité et/ou de chaleur](#)⁵⁸⁶. De manière plus marginale, une PAC peut aussi être utilisée pour des [applications nomades](#).

Tout comme une cellule d'électrolyse, une PAC contient une anode et une cathode, séparées par un électrolyte (Figure 137). Plusieurs types de PAC existent, en fonction de la nature de l'électrolyte utilisé. Leurs principales caractéristiques sont présentées dans le Tableau 40. Les pressions de fonctionnement des PAC sont généralement proches de la pression ambiante, mais certaines PAC peuvent fonctionner à des niveaux de pression plus élevés.

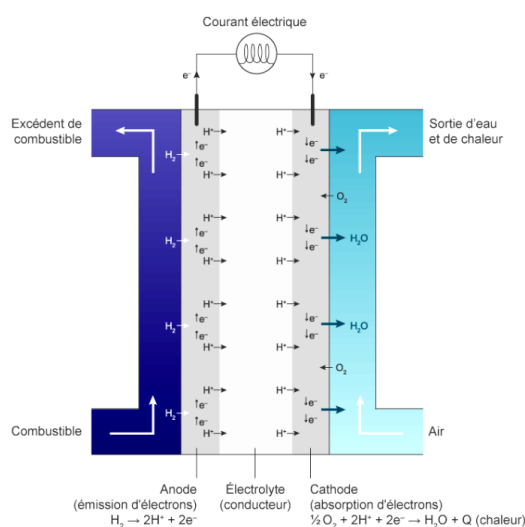


Figure 137 : Principe de fonctionnement d'une pile à combustible

Une cellule unitaire fournit une tension limitée. Pour obtenir une puissance suffisante, il faut associer plusieurs cellules d'électrolyse en série dans un assemblage appelé module (ou *stack*). Des fonctions auxiliaires (alimentation en hydrogène et en oxygène, gestion de la température, traitement de l'eau, récupération et conversion de l'électricité, système de contrôle et de commande) doivent également être assurées (Figure 138). Le module PAC et tout ou partie de ses équipements auxiliaires sont

⁵⁸⁶ Pique, S. Pile à combustible stationnaire: contexte réglementaire et normatif international et national -- risques potentiels, rapport Ineris DRA-17-156712-00653A https://www.ineris.fr/sites/ineris.fr/files/contribution/Documents/DRA-71_BENCHMARK%20PAC-30012017.pdf

généralement intégrés dans une enceinte (caisson, conteneur, véhicule, etc.) à des fins de protection et de transport.

Un système PAC doit également être associé à un stockage d'hydrogène, généralement [sous forme gazeuse comprimée](#) et dans les applications mobiles, à un système de motopropulsion électrique.

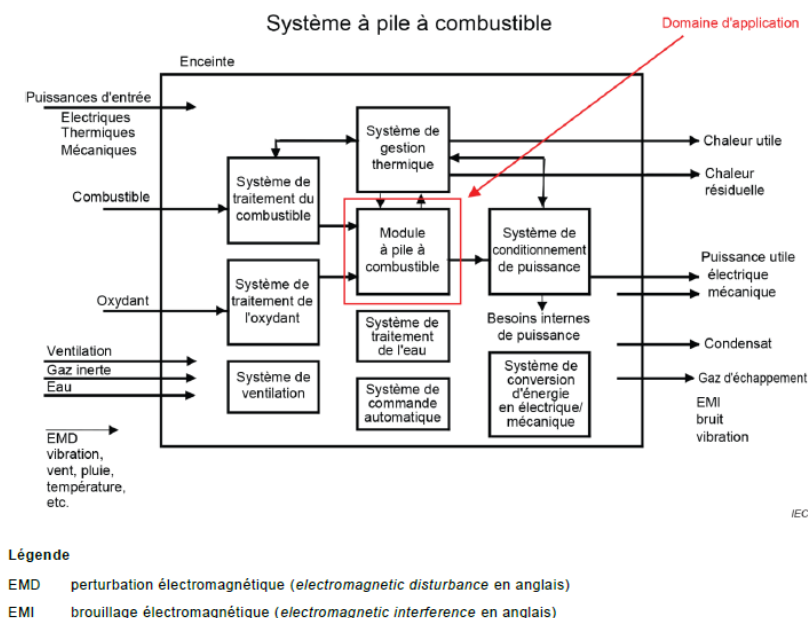


Figure 138 : Composants d'un système pile à combustible⁵⁸⁷

⁵⁸⁷ Norme NF EN IEC 62282-2-100 Technologies des piles à combustible - Partie 2-100 : modules à piles à combustible – Sécurité

Type	Electrolyte	T° du procédé	Puissance	Rendement électrique (%)	Rendement thermique (%)	Durée de vie (heures)	Avantages	Inconvénients
PEMFC (Proton exchange Membrane Fuel Cell)	Polymère (solide)	50 à 100°C	De quelques mW à 1MW	30 - 45	45 - 65	60 000 à 90 000	- fonctionnement à basse température, donc démarrage rapide → adapté aux applications de mobilité - électrolyte solide - excellente fiabilité - bon comportement aux basses températures (jusqu'à -30°C).	- nécessite un catalyseur précieux (platine ruthénium) - membrane électrolyte protonique chère et limitée en température d'utilisation (85°C) - la sensibilité au CO (moins de 10 ppm requis)
AFC (Alkaline Fuel Cell)	Potasse (liquide)	25 à 260°C	10kW 100kW	55 - 60	< 30	5 000 à 8 000	- fonctionne dans une large gamme de température (25 à 260°C) - performances élevées (vitesse des réactions chimiques) - catalyseurs non précieux	- électrolyte liquide et corrosif - durée de vie courte (8 000 h) - volume important - intolérant au CO₂ - nécessité de traiter l'électrolyte à l'extérieur de la pile pour le purger de l'eau issue de la réaction électrochimique - besoin d'O₂ pur - mauvais rendement thermique
PAFC (Phosphoric Acid Fuel Cell)	Acide phosphorique (liquide)	190 à 210°C	100kW 400kW	40	40	30 000 à 60 000	- Application pour la cogénération (rendement de 85% en cogénération) - Commercialement disponible - durée de vie longue et retour d'expérience - Tolère la présence de CO	- ne supporte pas les arrêts (solidification de l'électrolyte) - l'électrolyte s'évapore et les électrodes sont corrodées par le milieu acide de la pile - catalyseur précieux (platine)
MCFC (Molten Carbonate Fuel Cell)	Sels fondus (liquide)	600 à 660°C	50kW 10MW	40 - 60	40 - 50	20 000 à 30 000	- bonne fiabilité - rejets thermiques à une température élevée (vers 600°C)	- électrolyte liquide et corrosif (carbonates fondus) - technologie onéreuse
SOFC (Solid Oxide Fuel Cell)	Céramique (solide)	600 à 1000°C	jusqu'à 10MW	30 - 60	40 - 60	> 90 000	- une bonne fiabilité - des rejets thermiques à une température élevée (vers 600 700°C) - pas de catalyseurs précieux - peut utiliser des combustibles carbonés.	- température de fonctionnement élevée, donc un temps de démarrage relativement long - supporte mal les différentiels de température

Tableau 40 : Les principaux types de piles à combustible à hydrogène²⁸⁵

8.6.2 Les risques associés à une pile à combustible à hydrogène

Le risque principal lié à une pile à combustible est une [fuite accidentelle d'hydrogène](#), en particulier lorsque celle-ci a lieu dans l'enceinte de la PAC. Ce phénomène peut survenir dans le module PAC proprement dit ou dans une des unités auxiliaires en aval ou en amont.

Parmi les spécificités de la PAC par rapport à l'électrolyseur, on peut citer :

- les pressions plus faibles : alors qu'un électrolyseur alcalin ou PEM fonctionne généralement à des pressions situées entre 1 et 80 bar, une PAC fonctionne plutôt à des pressions proches de la pression atmosphérique ;
- un dégagement d'hydrogène à l'échappement de la pile à combustible, inhérent au procédé, pouvant générer des atmosphères inflammables ;
- la production de chaleur : une PAC peut produire des températures allant de 80°C à 1000°C selon les technologies. Il en découle des risques de brûlure.

Du fait des faibles pressions et du faible volume d'hydrogène présents au sein d'une PAC, les inflammations ou explosions occasionnées par une éventuelle fuite accidentelle auront tendance à avoir des effets moindres que [ceux associés à un électrolyseur](#).

8.6.3 La maîtrise des risques liés à une pile à combustible à hydrogène

Les mesures de maîtrise des [risques associés à un système pile à combustible](#) sont similaires à [celles que l'on trouve sur les systèmes hydrogène de manière générale](#).

Au plan réglementaire, les systèmes piles à combustibles stationnaires ne sont pas visés, de manière générale, par la directive ESP²⁷³, compte-tenu du fait que les volumes et les pressions de gaz mis en œuvre sont souvent inférieurs aux seuils d'application de la directive (article 4.3). En revanche, ils peuvent être soumis aux autres [réglementations européennes de mise sur le marché](#) (directives machine, CEM, basse tension, etc.). La [réglementation ATEX](#) peut également s'appliquer au cas par cas. Si une PAC est associée à un stockage stationnaire d'hydrogène dépassant les 100 kg, elle est également concernée par [la rubrique 4715 des ICPE](#). Concernant les applications mobiles, les PAC ne font pas l'objet d'un traitement particulier dans les réglementations applicables aux véhicules routiers.

Au plan normatif, les systèmes PAC stationnaires, ainsi que les PAC utilisées pour les chariots de manutention, sont encadrés par une série de normes élaborées par l'IEC (IEC 62282), dont beaucoup ont été reprises aux niveaux européen et français²⁸⁵. L'une d'entre elles, la norme NF EN IEC 62282-2-100⁵⁸⁷ concerne spécifiquement les aspects sécurité et précise notamment les exigences en matière de conception, d'essais et d'exploitation des piles à combustibles stationnaires. En ce qui concerne les systèmes embarqués, des règles générales de sécurité concernant les véhicules à PAC hydrogène, dont certaines concernent la PAC elle-même, sont spécifiées dans la norme ISO 23273⁵⁸⁸.

8.7 QUELS SONT LES ENJEUX SPECIFIQUES A L'HYDROGENE LIQUIDE ?

8.7.1 Principe et description d'une installation d'hydrogène liquide

La chaîne logistique de l'hydrogène liquide, telle qu'elle est envisagée dans la future filière de l'hydrogène, est représentée de manière simplifiée dans la Figure 139. A partir d'une unité de production d'hydrogène, par exemple une usine d'électrolyse, l'hydrogène est liquéfié⁵⁸⁹, [stocké puis transporté \(par camion, par canalisation et/ou par navire\)](#) vers le site d'utilisation ou de distribution, par exemple une station de recharge de véhicules. Seul le maillon final de cette chaîne (encadré rose sur la Figure 139a) est abordé dans la suite de cette partie.

⁵⁸⁸ ISO 23273 Fuel cell road vehicles — Safety specifications — Protection against hydrogen hazards for vehicles fueled with compressed hydrogen

⁵⁸⁹ Ghafri, S. et al. (2022) Hydrogen liquefaction: a review of the fundamental physics, engineering practice and future opportunities, Energy & Environmental Science, 7, <https://doi.org/10.1039/D2EE00099G>

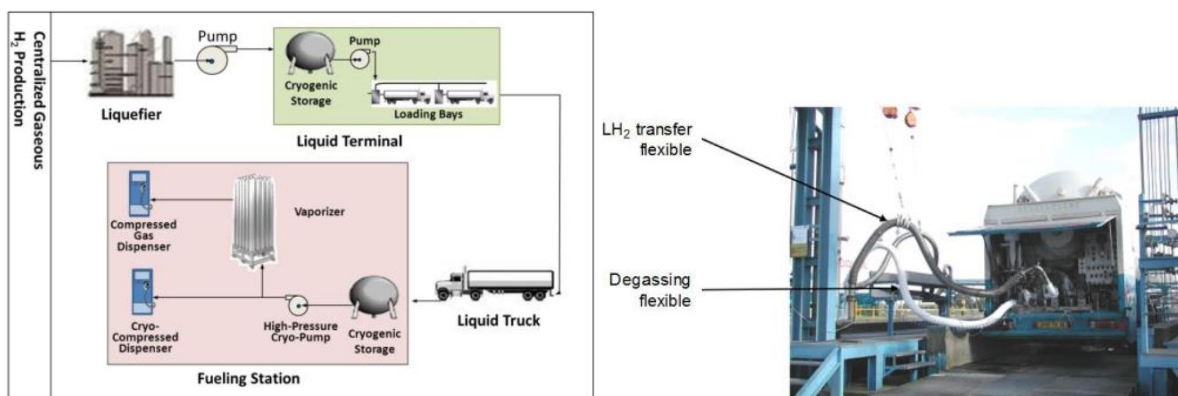


Figure 139 : (a) Chaîne de valeur de l'hydrogène liquide envisagée pour la recharge de véhicule⁵⁹⁰ (b) opération de transfert d'hydrogène à partir d'une citerne transportable d'hydrogène liquide⁵⁹⁷

Le stockage de l'hydrogène liquide s'effectue dans des réservoirs cryogéniques, qui s'apparentent à ceux utilisés pour le stockage du gaz naturel liquéfié. Ces réservoirs peuvent être fixes ou transportables. Dans ce deuxième cas, ils sont acheminés sur site par semi-remorque. A la livraison, le tracteur est détaché de la remorque, et le réservoir cryogénique est raccordé à l'installation fixe par un flexible (Figure 139b). Le transfert de l'hydrogène liquide du camion vers le stockage fixe se fait par différentiel de pression. L'hydrogène liquide est ensuite transféré vers les équipements en aval à l'aide d'une pompe cryogénique, où il peut être vaporisé ou utilisé directement sous forme liquide.

Au sein du réservoir cryogénique, l'hydrogène est à -253°C , qui est la [température d'ébullition normale de l'hydrogène](#) et à une pression de vapeur saturante de quelques bars (entre 1 et 5 bar). Afin de réduire au maximum les échanges thermiques entre le réservoir et l'extérieur, celui-ci, est de forme sphérique ou cylindrique et constitué de deux enveloppes, séparées par une couche de vide ($\sim 10^{-6}$ bar) et un isolant pouvant être soit un revêtement isolant multicouche (MLI), soit de la perlite, un verre volcanique aux propriétés isolantes.

Malgré l'isolation du réservoir, une évaporation continue de l'hydrogène (*boil-off*) ne peut être évitée. Pour éviter toute surpression, l'hydrogène évaporé est évacué par une soupape raccordée à une ligne d'évent. Ces pertes par évaporation peuvent représenter entre 1 et 5 % de l'hydrogène stocké⁵⁹¹, même si aujourd'hui les concepteurs cherchent à récupérer et à valoriser ces vapeurs d'hydrogène, en les utilisant comme carburant ou comme fluide de refroidissement, permettant d'atteindre une perte effective $< 1\%$ /jour⁶² en dehors des périodes d'utilisation du réservoir.

Au-delà du réservoir de stockage proprement dit, le système de stockage est équipé (Figure 140) :

- de lignes d'alimentation et de vidange de l'hydrogène ;
- d'une jauge de niveau pour mesurer le niveau de remplissage ;
- d'une ligne d'évacuation du *boil-off* ;
- de dispositifs de décharge de surpression (soupapes de surpression ou disques de rupture) ;
- d'un système de réchauffage permettant de vaporiser l'hydrogène liquide pendant les phases de soutirage pour compenser la mise en dépression induite par la baisse de niveau du liquide.

⁵⁹⁰ Jallais, S. & Bernard, L. (2018) PRESLEY Project – Deliverable D2.3 https://hysafe.info/wp-content/uploads/sites/3/2020/01/PRESLEY-D2.3-LH2-Installation-description_20191119_V1p1.pdf

⁵⁹¹ Michel F, Fieseler H, Meyer G, et al. On-board equipment for liquid hydrogen vehicles. Int J Hydrog Energy, 1998, 23:191–199 <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036031999700044X>



Figure 141 : (a) Dispersion d'un nuage d'hydrogène à partir d'une installation d'hydrogène liquide¹⁹⁶
(b) Dépôt d'oxygène solide formé au contact d'un nuage de vapeurs d'hydrogène⁶⁰⁰

Il ressort de ces différences de propriétés que les causes, la phénoménologie et les effets des événements accidentels attendus, sont très différents de ceux associés à l'hydrogène gazeux. Ainsi :

- en cas de [fuite accidentelle](#), les vapeurs d'hydrogène libérées vont tendre à s'élever moins rapidement. Par conséquent, la masse d'hydrogène et donc, l'énergie, contenue dans les nuages inflammables générés en cas de fuite en milieu ouvert tend à être plus importante qu'avec de l'hydrogène à température ambiante. De plus, ces nuages étant plus proches du sol, ils auront une probabilité plus grande de rencontrer une source d'inflammation ;
- des nuages inflammables très grands peuvent également se former en cas de déversement accidentel d'hydrogène liquide, du fait de l'évaporation rapide de la nappe d'hydrogène liquide au contact du sol et de l'air. Si ce déversement a lieu en présence d'eau (sur ou dans le sol), cette vaporisation est encore plus soudaine et violente (transition de phase rapide, RPT). Il peut en résulter des [feux de nuage](#) ou des [UVCE](#) aux effets très conséquents. Un feu de nappe peut également se former ;
- en cas de perte d'isolement thermique du réservoir, suite à une fuite de l'enveloppe externe ou interne, l'hydrogène liquide va se réchauffer et passer au-dessus de son point critique. Une transition de phase très rapide va alors s'opérer, entraînant une expansion brutale de l'hydrogène (le rapport de masse volumique entre l'hydrogène liquide et l'hydrogène gazeux est de 1/830). Cette expansion va se traduire par une forte augmentation de la pression, qui peut conduire à [l'éclatement du réservoir](#) et dans certains cas, à un phénomène de BLEVE (*Boiling Liquid Expanding Vapour Explosion*)^{601,602}, c'est-à-dire de vaporisation violente à caractère explosif, dont les effets peuvent être extrêmement intenses ;
- en cas de fuite ou de déversement, les vapeurs d'hydrogène, compte-tenu de leur température extrêmement basse, vont refroidir l'air extérieur et créer une condensation de la vapeur d'eau (formant un épais brouillard), puis successivement une liquéfaction et une solidification de l'oxygène et de l'azote de l'air (Figure 141b), provoquant la formation de cristaux qui peuvent alors tomber en pluie (phénomène de *rain-out*). L'oxygène ayant une température d'ébullition (-183°C) supérieure à celle de l'azote (-196°C), l'air peut se retrouver appauvri en oxygène, aussi bien au cours du refroidissement que du réchauffement. D'autre part, lorsqu'il se réchauffe, l'azote s'évapore en premier, laissant de l'oxygène liquide enrichi sur le sol, qui peut enflammer des matières combustibles comme le goudron ;
- un contact des vapeurs très froides d'hydrogène avec la peau ou avec les yeux peut provoquer de sérieuses brûlures ou engelures (congélation des tissus). D'autre part, l'inhalation de vapeurs froides peut provoquer des dommages aux poumons et conduire à l'asphyxie ;
- en cas d'isolation thermique imparfaite de certains équipements (tuyauteries, événements, etc.), l'eau, l'oxygène et l'azote présents dans l'air peuvent se solidifier et former des cristaux¹⁸⁸. Ces cristaux peuvent bloquer ou obturer certains dispositifs de sécurité ou de procédé (soupapes de surpression, événements, filtres, vannes) et conduire à la surpression et éventuellement à la rupture et à la perte de confinement des équipements concernés. Ces cristaux peuvent aussi

⁶⁰⁰ Lyons, K. et al. (2020) PRESLEY project – Deliverables 4.1 Theory and analysis of ignition with specific conditions related to cryogenic hydrogen https://hysafe.info/wp-content/uploads/sites/3/2020/02/200127-WP4_D4_1_Theory-of-cryogenic-hydrogen-V1.2.pdf

⁶⁰¹ Ineris (2017) Omega 5 - Le BLEVE, phénoménologie et modélisation des effets <https://www.ineris.fr/fr/omega-5-bleve-phenomenologie-modelisation-effets>

⁶⁰² Fiche n°4 de la circulaire du 10 mai 2010

https://www.bulletin-officiel.developpement-durable.gouv.fr/documents/Bulletinofficiel-0024331/met_20100012_0100_0027.pdf

contaminer l'hydrogène au sein du réservoir, notamment avec des remplissages répétés. Lorsque le réservoir est laissé se réchauffer, par exemple pour une opération de maintenance, les cristaux d'oxygène se regazéifient, créant une atmosphère riche en oxygène, qui peut s'enflammer ;

- en cas de rejet d'hydrogène liquide à partir d'un équipement (tuyauterie, évent, etc.), le risque d'[inflammation spontanée](#) pourrait être accru. En effet, la conductivité électrique plus faible de l'hydrogène liquide⁶⁰³ et la présence de particules dans les équipements rendent la possibilité d'accumulation de charges électrostatiques plus importante.

Sur la Figure 142 est proposée une représentation simplifiée des phénomènes dangereux qui peuvent affecter une installation de stockage et de distribution d'hydrogène liquide, dans le cas illustratif d'une station de recharge en hydrogène.

Notons qu'un réservoir d'hydrogène liquide semble plus résilient à une agression thermique qu'un réservoir d'hydrogène comprimé. En effet, il a été montré, dans le cadre du projet SH2IFT⁵⁹³, que le temps de survie d'un réservoir d'hydrogène liquide (muni de soupapes) soumis à un feu englobant était d'au moins 1 heure, permettant une mise en sécurité des personnes.

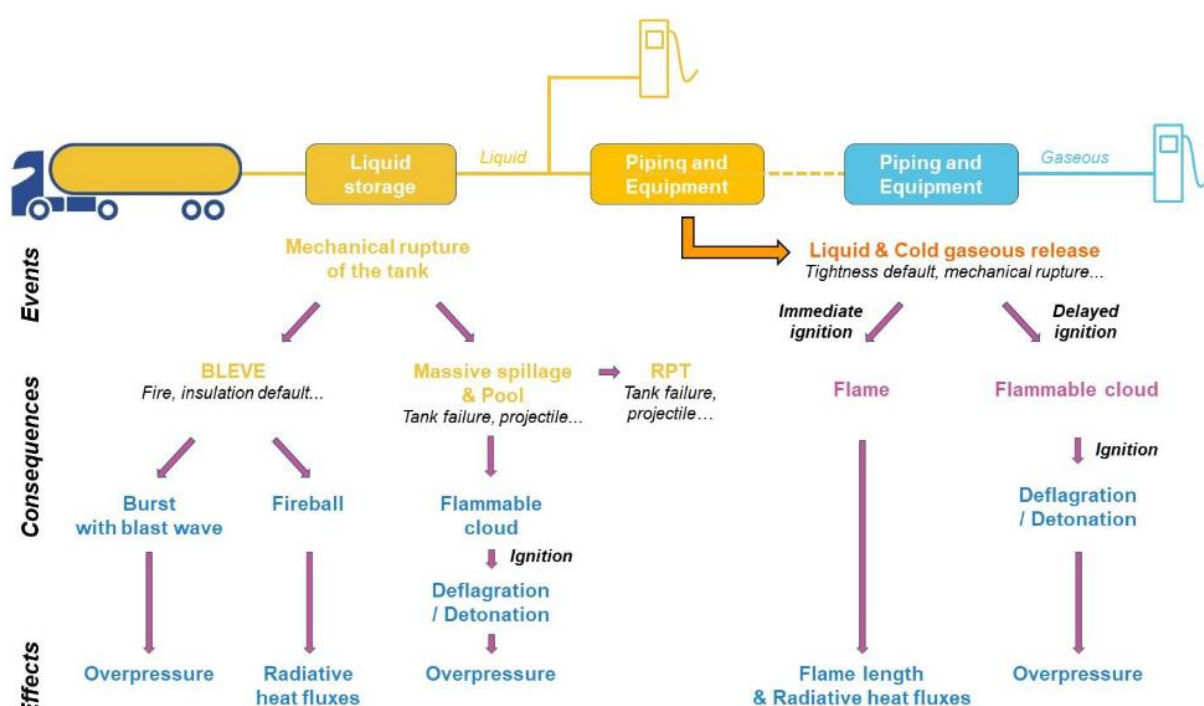


Figure 142 : Les phénomènes dangereux potentiels liés à l'hydrogène liquide dans le contexte d'une station de recharge en hydrogène⁵⁹⁸

8.7.3 La maîtrise des risques liés à une installation d'hydrogène liquide

Si [les risques liés à une installation d'hydrogène liquide](#) sont très différents, en termes de causes et de phénoménologie, de ceux d'une installation d'hydrogène gazeux, la maîtrise de ces risques s'appuie sur une [démarche](#) et sur des [mesures de sécurité](#) qui sont globalement les mêmes (voir Tableau 24).

Les conditions cryogéniques des installations nécessitent toutefois de porter une attention plus particulière sur certains aspects, notamment le fait de :

- [limiter la probabilité d'éclatement d'un équipement par surpression](#) : à cette fin, le niveau de remplissage en LH₂ d'un réservoir cryogénique doit être scrupuleusement suivi et une [mise en sécurité](#) déclenchée en cas de dépassement de seuil (en général 90 %²³²). Le réservoir doit

⁶⁰³ ~10¹⁹ ohm-cm à 25 V

- également être équipé de [dispositifs de décompression](#) (disque de rupture, soupape de sécurité) permettant de décharger rapidement toute montée en pression dangereuse ;
- [limiter la probabilité d'éclatement d'un équipement par explosion interne](#) : à cette fin, il convient d'éviter toute intrusion d'air en maintenant une pression toujours positive dans l'installation. D'autre part, la teneur en oxygène accumulée dans le réservoir doit être maintenue en dessous de 2 %. Dans le cas, très rare, où une maintenance nécessitant un réchauffage et une purge du système doit être réalisée, celui-ci doit être inerté à l'hélium ;
- [limiter la probabilité de fuite accidentelle suite à une défaillance matérielle](#) : il s'agit en particulier de s'assurer que les matériaux destinés à être en contact avec l'hydrogène (généralement de l'inox 316 L en Europe) garderont suffisamment de ductilité et de résistance et que la conception du système permettra une certaine accommodation aux raccourcissements de matière.

Notons que des exigences de sécurité concernant les récipients cryogéniques sont précisées dans les normes de la série ISO 21013⁶⁰⁴, ainsi que dans celles de la série ISO 21009⁶⁰⁵. Un guide de l'EIGA fournit des recommandations sur la sécurité du stockage, le transport et de la distribution de l'hydrogène liquide⁶⁰⁶. Les pompes cryogéniques sont quant-à-elles encadrées par la norme NF EN ISO 24490⁶⁰⁷.

Sur le plan réglementaire, les stockages d'hydrogène liquide sont soumis à [la rubrique 4715 des ICPE](#) (à partir de 100 kg d'hydrogène stockés). Le système et les composants du stockage sont également soumis aux [réglementations européennes de mise sur le marché](#), notamment la directive ESP. La [réglementation ATEX](#) est également applicable, de même que les [réglementations TMD](#) pour les réservoirs transportables.

8.8 QUELS SONT LES ENJEUX SPECIFIQUES AU STOCKAGE SOUTERRAIN DE L'HYDROGENE ?

8.8.1 Principe et description d'un stockage souterrain d'hydrogène

Le [stockage souterrain de l'hydrogène](#) est envisagé sous des formes assez identiques à celles du gaz naturel. Ainsi, trois concepts principaux sont à l'étude (Figure 143), avec des niveaux de maturité différents :

- [le stockage en cavités salines](#), c'est-à-dire dans des cavités creusées dans des massifs de sel, typiquement entre 500 et 2000 m de profondeur. L'hydrogène y est stocké sous forme gazeuse, à des pressions maximales comprises entre 100 et 350 bar (selon la profondeur des cavités). Le remplissage et la vidange de l'hydrogène sont effectués par l'intermédiaire d'un puits, généralement unique, sous forme de cycles de compression-détente, à l'instar de grosses bouteilles de gaz. Le volume géométrique de ces cavités peut aller de quelques dizaines de milliers de m³ (par ex. un cylindre de rayon 25 m et de hauteur 30 m) à plus de 1 000 000 m³ (par ex. un cylindre de rayon 25 m et de hauteur 300 m), ce qui permet d'envisager le stockage de plus de 10 000 tonnes d'hydrogène en une seule cavité. L'étanchéité du stockage est assurée, au niveau de la cavité, par la couche de sel (matériau très peu perméable) et au niveau du puits d'injection/soutirage, par une succession de tubages métalliques cimentés aux terrains (voir Figure 144) ;
- [le stockage en roches poreuses](#), c'est-à-dire dans d'anciens gisements d'hydrocarbures ou dans des aquifères profonds, situés typiquement entre 500 et 1 500 m. Il est envisagé d'y stocker l'hydrogène sous forme gazeuse, pur ou en mélange dans le gaz naturel, à des pressions allant de 70 à 150 bar (selon la profondeur de la couche poreuse). L'injection du gaz sous pression, par l'intermédiaire d'un ou plusieurs puits, permet de chasser l'eau initialement présente dans les pores de la roche, et de former une immense bulle de gaz, d'extension plurikilométrique. Un tel concept permet d'envisager le stockage de dizaines, voire de centaines de milliers de tonnes d'hydrogène sur un seul site de stockage. L'étanchéité du stockage est

⁶⁰⁴ Série de normes ISO 21013 Récipients cryogéniques - Dispositifs de sécurité pour le service cryogénique

⁶⁰⁵ Norme ISO 21009-1 Récipients cryogéniques - Récipients isolés sous vide statiques - Partie 1: Exigences de conception de fabrication, d'inspection, et d'essais

⁶⁰⁶ EIGA (2019) Safety in storage, handling and distribution of liquid hydrogen
<https://www.eiga.eu/uploads/documents/DOC006.pdf>

⁶⁰⁷ Norme NF EN ISO 24490 Récipients cryogéniques - Pompes pour service cryogénique

assurée par la présence, au toit de la roche réservoir, d'une couche imperméable appelée « couverture » (typiquement une roche argileuse), qui empêche la migration verticale du gaz vers la surface, et au niveau des puits, par la cimentation remplissant l'espace annulaire entre les tubages et le terrain ;

- le stockage en terrains peu profonds, qui regroupe un ensemble de solutions de stockage à plus faible profondeur (<150 m). Parmi les concepts étudiés, figurent :
 - le stockage en cavités minées revêtues, qui consiste à creuser une galerie⁶⁰⁸, à la revêtir d'une membrane (*liner*), et à y stocker de l'hydrogène gazeux à des pressions pouvant aller jusqu'à 200-300 bar. L'étanchéité du stockage est assurée par le *liner* ;
 - le stockage de réservoirs manufacturés en cavités souterraines, qui consiste à creuser des galeries souterraines⁶⁰⁸, ou à réutiliser des cavités souterraines existantes (mines, carrières, tunnels, entrepôts souterrains civils ou militaires), pour y stocker de l'hydrogène (gazeux ou liquide) dans des réservoirs manufacturés, identiques à ceux disposés en surface ;
 - le stockage en réservoirs enterrés, plutôt destiné à de l'hydrogène liquide, à des profondeurs typiquement inférieures à 10 m, dans des réservoirs cryogéniques ;
 - le stockage en forages, qui consiste à réaliser un ou plusieurs forages verticaux d'une centaine de mètres et à y stocker l'hydrogène dans des tubes métalliques sous pression⁶⁰⁹.

Pour plus de détails sur les technologies envisagées de stockage souterrain de l'hydrogène, le lecteur pourra se reporter à plusieurs articles de revue consacrés récemment à ce sujet^{610,611,612,613}.

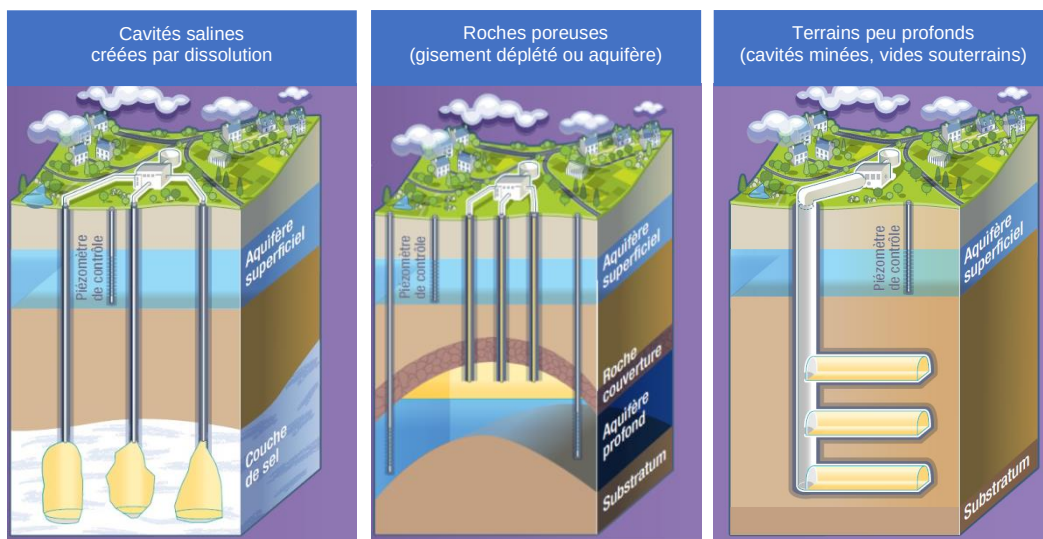


Figure 143 : Les principales formes de stockage souterrain envisagées pour l'hydrogène⁶¹⁴

⁶⁰⁸ Le creusement est effectué ici par des moyens mécaniques, et non par dissolution comme dans le cas des cavités salines.

⁶⁰⁹ Vallourec (2023) Delphy <https://www.vallourec.com/fr/news/vallourec-revolutionne-le-stockage-dhydrogene-avec-delphy-sa-solution-verticale-a-grande-echelle/>

⁶¹⁰ Tackie-Otoo B. N. & Haq M.B. (2024) A comprehensive review on geo-storage of H2 in salt caverns: Prospect and research advances, Fuel 356 (2024) 129609 <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.129609>

⁶¹¹ Miocic, J. (2023) Underground hydrogen storage: a review <https://www.lyellcollection.org/doi/full/10.1144/SP528-2022-88>

⁶¹² IEA (2023) Hydrogen TCP-Task 42 : Underground Hydrogen Storage, Technology Monitor Report 2023 https://filelist.tudelft.nl/Websections/H2%20platform/Task42_UHS_TechnologyMonitoringReport.pdf

⁶¹³ Muhammed et al. (2022) A review on underground hydrogen storage: Insight into geological sites, influencing factors and future outlook <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484721014414?via%3Dihub>

⁶¹⁴ Ineris (2016) Le stockage souterrain dans le contexte de la transition énergétique <https://www.ineris.fr/sites/ineris.fr/files/contribution/Documents/ineris-dossier-ref-stockage-souterrain.pdf>

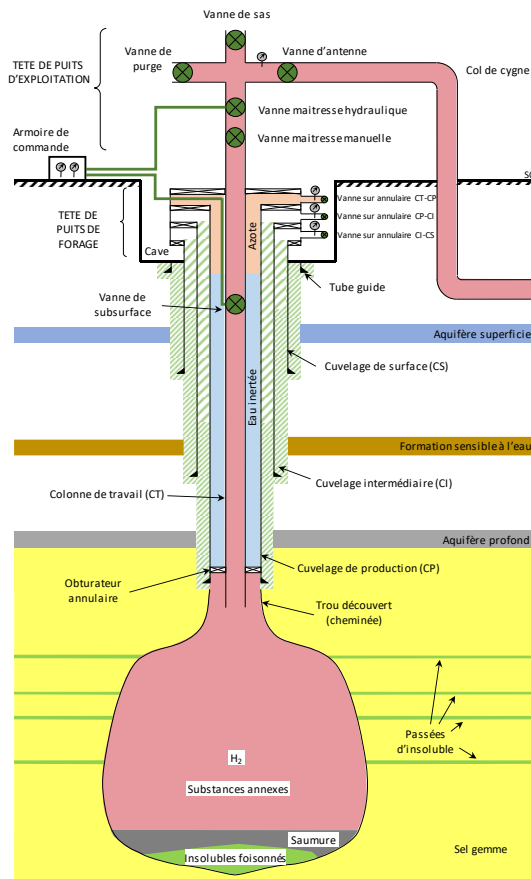


Figure 144 : Exemple d'architecture de puits pour un futur stockage d'hydrogène en cavité saline

8.8.2 Les risques associés à un stockage souterrain d'hydrogène

Les risques liés au stockage souterrain de l'hydrogène dépendent évidemment beaucoup du [concept de stockage envisagé](#) : cavité saline, roche poreuse ou terrains peu profonds. Les principaux enjeux, quelle que soit la forme, sont de garantir : 1- l'étanchéité du stockage⁶¹⁵ et 2- la stabilité mécanique des ouvrages.

Le stockage en cavité saline est celui qui présente le plus de garanties en matière d'étanchéité, en raison de la très faible perméabilité au gaz, y compris à l'hydrogène, du sel gemme (entre 10^{-17} et 10^{-21} m²)⁶¹⁶. L'étanchéité de cavités salines à l'hydrogène a été démontrée par l'exploitation, sans incidents reportés, de plusieurs cavités d'hydrogène aux Etats-Unis et en Angleterre depuis une cinquantaine d'années⁶¹⁵. Le principal verrou restant à lever avant de déployer ce type de stockage, est de s'assurer que le massif de sel, et surtout les barrières ouvragées (tubages, gaines de cimentation) qui assurent l'étanchéité entre le puits, les terrains et la surface, resteront étanches à l'hydrogène lorsque ces stockages seront soumis à des cycles fréquents (journaliers) d'injection/soutirage, tel qu'envisagé dans une future économie de l'hydrogène. Il s'agit aussi de déterminer les seuils de pression minimale et maximale à ne pas dépasser, pour que ces cycles fréquents ne mènent pas à un endommagement du sel en paroi des cavités, en dépit de la nature fortement viscoplastique de ce matériau et de sa capacité de cicatrisation. Les essais de cyclage rapide prévus sur plusieurs cavités de démonstration en Europe, notamment dans le cadre du projet HYPSTER⁸⁶, devraient permettre de répondre à ces questions.

⁶¹⁵ Thoraval, A. (2023) rapport Ineris n° 206731-2735226 <https://www.ineris.fr/fr/maitrise-risques-lies-stockage-souterrain-hydrogene-synthese-etat-connaissances>

⁶¹⁶ Projet ROSTOCK-H (2021) Livrable 6.3 Etat des connaissances sur le stockage de l'hydrogène en cavité saline et apport du projet ROSTOCK-H https://www.ineris.fr/sites/ineris.fr/files/contribution/Documents/Ineris-159826-2702809-Rostock-H-Livrable%206.3-Etat%20des%20connaissances-v3_0.pdf

Le principal danger associé à une fuite souterraine, c'est-à-dire sortant de l'enveloppe du puits, tient dans le fait qu'il est difficile de suivre l'évolution du gaz dans les terrains, et de prédire le lieu et le moment de son éventuelle remontée en surface. Certains accidents survenus sur des stockages souterrains de gaz naturel ont montré que du gaz échappé d'un réservoir souterrain pouvait migrer sur de très grandes distances (plusieurs kilomètres), avant de trouver un chemin de fuite vers la surface et de s'enflammer⁶¹⁷.

Au-delà du risque de fuite souterraine, un stockage en cavité saline est concerné par des risques plus classiques, non spécifiques à cette forme de stockage, de fuite accidentelle en surface, que ce soit au niveau de la tête de puits ou des installations connexes ([tuyauteries](#), [stockage tampon](#), [compresseur](#), etc.)^{618,619}. Un événement généralement dimensionnant est la rupture de la tuyauterie en col de cygne, qui relie le puits à la ligne hydrogène en surface. Un jet horizontal d'hydrogène sur cette tuyauterie peut conduire à un [feu torche](#), un [feu de nuage](#) ou un [UVCE](#) dont les effets peuvent être létaux à plusieurs dizaines de mètres⁶²⁰.

Une rupture guillotine de la tête de puits, qui mènerait à une éruption pleine section du puits (*blowout*) est généralement considéré comme peu plausible, notamment dans les architectures de puits que l'on trouve en France, en raison de la présence systématique d'une vanne de subsurface (à sécurité positive) située à environ 30 m de profondeur et qui ferme automatiquement le puits en cas de perte de confinement en surface (Figure 144). C'est la raison pour laquelle ce scénario est généralement écarté de l'évaluation détaillée des risques dans le cadre de l'étude de dangers. Il peut en revanche être pris en compte, comme *worst-case scenario*, dans le dimensionnement du plan particulier d'intervention (PPI). C'est dans cette optique que les distances d'effets du scénario d'éruption de puits ont été modélisées dans le cadre du projet HYPSTER⁶²¹.

Le [stockage en roches poreuses](#) a fait la preuve, depuis plus d'un siècle, de sa sécurité pour le stockage du gaz naturel. En revanche, sa pertinence pour le stockage de l'hydrogène est moins évidente. En effet, l'étanchéité à l'hydrogène des roches de couverture, contrairement à celle du sel, n'a pas encore été démontrée à l'échelle réelle. Un stockage en roches poreuses peut aussi être traversé par des failles et autres discontinuités géologiques, dont l'étanchéité à l'hydrogène n'est pas garantie. D'autre part, le nombre de puits nécessaires à l'exploitation d'un stockage en roches poreuses est beaucoup plus important (généralement plusieurs dizaines) que pour un stockage en cavité saline, multipliant ainsi les chemins potentiels de fuite entre le réservoir et la surface.

Au-delà de la question de l'étanchéité, une roche poreuse est un lieu où l'hydrogène serait soumis à de nombreuses interactions chimiques avec la roche hôte et avec les fluides présents dans l'espace poreux. Les bactéries présentes dans ces roches réagiraient également avec l'hydrogène, de sorte qu'une partie de l'hydrogène être « consommée ». Au-delà de l'impact de ces réactions chimiques et bactériologiques sur la viabilité économique du stockage, celles-ci pourraient produire des substances toxiques, telles que le H₂S, qui seraient extraites avec l'hydrogène et qu'il faudrait séparer et traiter de manière sûre en surface. Les démonstrations à venir en Europe⁹² devraient permettre d'avancer sur ces questions et de donner davantage de visibilité sur la pertinence du stockage d'hydrogène en roches poreuses dans les années à venir.

Le [stockage de l'hydrogène en terrains peu profonds](#) est moins avancé et pourrait prendre des formes plus variées.

Dans le concept d'un [stockage en cavités minées revêtues](#), la sécurité repose en premier lieu sur 1- l'étanchéité du liner⁶²², qui doit pouvoir rester imperméable à l'hydrogène sous des pressions de 200-300 bar et 2- la régularité du creusement de la caverne, dont les parois ne doivent pas poinçonner et

⁶¹⁷ Bérest, P. & Brouard B. (2003) Safety of Salt Caverns Used for Underground Storage, Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, 58, 3, pp. 361-384 https://ogst.ifpenergiesnouvelles.fr/articles/ogst/pdf/2003/03/berest_58n3.pdf

⁶¹⁸ Pique, S. et al. (2021) Preliminary risk assessment for tests planned in a pilot salt cavern hydrogen storage in the frame of the French project STOPIL-H2, ICHS congress <https://hysafe.info/uploads/papers/2021/130.pdf>

⁶¹⁹ Pique, S. et al. (2022) Risk identification for a hydrogen underground storage and production platforms, Gastech Hydrogen, https://www.researchgate.net/publication/366973581_Risk_identification_for_hydrogen_underground_storage_and_production_platforms

⁶²⁰ Djizanne et al. (2024) Risk Assessment for Hydrogen Storage in Salt Cavern, SMRI Conference

⁶²¹ Djizanne et al. (2022) Blowout Prediction on a Salt Cavern Selected for a Hydrogen Storage Pilot, Energies, <https://doi.org/10.3390/en15207755>

⁶²² Gajda, D. & Lutynski, M. (2021) Hydrogen Permeability of Epoxy Composites as Liners in Lined Rock Caverns—Experimental Study. Appl. Sci. 2021, 11, 3885. <https://www.mdpi.com/2076-3417/11/9/3885>

percer le liner. La stabilité géomécanique de la cavité sous l'effet de cycles de pression rapides doit également être assurée. Le concept de stockage en cavité revêtue a déjà été démontré pour le gaz naturel, dans la cavité de Skallen, en Suède, dans des conditions de cyclage rapide⁶²³. Sa transposition à l'hydrogène reste à démontrer. C'est l'objet des expérimentations qui se déroulent actuellement dans une nouvelle cavité en Suède, dans le cadre du projet Hybrit⁶²⁴.

Le stockage de réservoirs manufacturés dans des cavités souterraines (tunnels, anciennes mines ou carrières souterraines, etc.) ne présente pas d'obstacles techniques majeurs. Le caractère confiné du stockage pose néanmoins des questions de sécurité, notamment sur la prévention et l'évacuation des atmosphères explosives (dimensionnement de la ventilation), sur les risques d'anoxie en cas de rejets massifs d'hydrogène ainsi que sur les moyens de limiter les effets de surpression en cas d'explosion, qui pourraient être particulièrement violents dans ce type d'environnement confiné. L'accès des personnels, moins aisé qu'en surface, le contrôle et la surveillance du stockage, ainsi que la capacité à intervenir en cas d'accident sont également des sujets qu'il faudra traiter. Quelques stockages d'hydrogène liquide en cavités souterraines ont déjà été réalisés dans les années 2000, pour alimenter des stations-services hydrogène⁵⁹⁹. Il y a certainement à apprendre de ces expériences.

Le stockage d'hydrogène liquide en réservoirs enterrés se ferait sur le même modèle que celui de cuves de GNL. En dehors des questions techniques telles que la nécessité de disposer d'une pompe immergée pour l'extraction de l'hydrogène liquide, les effets de certains scénarios accidentels, tels que l'éclatement du réservoir, seraient probablement différents de ceux d'un stockage équivalent en surface, avec la génération d'ondes de pression aériennes mais aussi souterraines. Il existe au moins un cas répertorié de stockage de ce type, réalisé à Washington en 2004⁵⁹⁹.

Enfin, le concept de stockage d'hydrogène en forage peu profond⁶⁰⁹ est encore peu avancé et il existe peu de documentation sur cette technologie. Les questions de ventilation et d'accélération de flamme dans de tels ouvrages confinés et linéaires, seront probablement des questions à traiter.

8.8.3 La maîtrise des risques liés à un stockage souterrain d'hydrogène

Tout d'abord, il est important de relever les avantages, en termes de sécurité et d'environnement, que présente le stockage de substances inflammables en souterrain par rapport à un stockage équivalent en surface : 1- accès à très grandes capacités de stockage pour une emprise au sol en surface très modeste, 2- éloignement des substances dangereuses par rapport aux enjeux de surface, 3- protection du stockage vis-à-vis des risques d'agression externe (incendie, collision, événements naturels, etc.), 4- absence d'oxygène en profondeur⁶²⁵, ce qui exclut le risque de feu ou d'explosion en profondeur, 5- confinement naturel exercé par la pression des terrains⁶²⁵, ce qui exclut le risque d'éclatement.

D'un point de vue plus pratique, même si les risques liés au stockage souterrain de l'hydrogène dépendent beaucoup de la forme de stockage envisagée, les principes et les mesures destinés à maîtriser ces risques sont essentiellement les mêmes, quelle que soit leur forme, et sont ceux que l'on retrouve pour les autres systèmes hydrogène (Tableau 24). On peut citer notamment le fait de :

- choisir des matériaux compatibles avec l'hydrogène ;
- limiter le nombre de composants vulnérables (raccords vissés, etc.) ;
- dans le cas de stockages en galeries souterraines ou en forages peu profonds, bien dimensionner la ventilation et éventuellement prévoir des dispositifs pour limiter les effets d'une explosion ;
- prévoir une mise en sécurité du stockage en cas de détection de fuite ;
- prévoir un zonage ATEX adapté et respecter les prescriptions qui s'y rattachent ;
- en surface, respecter des distances d'éloignement appropriées par rapport aux limites de propriété et aux installations voisines.

La spécificité des stockages souterrains conduit toutefois à mettre en œuvre un certain nombre de mesures complémentaires destinées à prévenir les scénarios accidentels propres au sous-sol.

⁶²³ HyUnder (2013) Overview on all known underground storage technologies for hydrogen https://hyunder.eu/wp-content/uploads/2016/01/D3.1_Overview-of-all-known-underground-storage-technologies.pdf

⁶²⁴ Projet HYBRIT : <https://group.vattenfall.com/press-and-media/pressreleases/2022/hybrit-a-unique-underground-fossil-free-hydrogen-gas-storage-facility-is-being-inaugurated-in-lulea#:~:text=SSAB%2C%20LKAB%20and%20Vattenfall%20are,which%20will%20run%20until%202024.>

⁶²⁵ Sauf pour les stockages en terrains peu profonds

Ces mesures portent en particulier : 1- sur la conception des ouvrages souterrains (cavités, puits), qui doit permettre de garantir la stabilité et l'étanchéité des ouvrages, 2- sur l'adaptation des ouvrages souterrains à l'hydrogène (pour les cas de reconversion de cavités de gaz naturel par exemple)⁶²⁶, 3- sur la réalisation d'essais d'étanchéité avant la mise en service, qui doivent répondre à des standards définis par la profession, 4- sur la surveillance des paramètres du stockage (pressions, température, composition du gaz, échométrie) et éventuellement, de la présence d'hydrogène en surface ou dans les aquifères superficiels^{627,628} en cours d'exploitation et enfin, 5- sur la préparation aux interventions de remédiation en cas d'accident, qui sont rendues plus complexes du fait de l'impossibilité (ou de la difficulté) d'accéder aux ouvrages si la cause de l'accident est souterraine. En cas d'incident sur un puits, par exemple, des équipes d'intervention très spécialisées et peu nombreuses en Europe, doivent être mobilisées.

La série de normes NF EN 1918 comporte un ensemble de recommandations pour la conception, la construction, les essais, la mise en service, l'exploitation, la maintenance et l'abandon des stockages souterrains de gaz. Si ces normes ne s'appliquent pas directement à l'hydrogène, elles donnent des repères généraux sur la conception et l'exploitation de stockages souterrains en aquifère, en gisement d'hydrocarbures déplété, en cavité saline ou en cavité minée. Le comité technique CEN/TC 234 travaille actuellement à l'adaptation de ces normes à l'hydrogène.

Sur le plan réglementaire, le stockage souterrain de l'hydrogène relève à la fois du [code minier](#) (article L.211-2) et de la [réglementation des installations classées](#) (rubrique 4715). La [réglementation ATEX](#) s'applique également, ainsi que les [réglementations de mise sur le marché](#), notamment la directive ESP pour les équipements sous pression situés en surface.

Enfin, la circulaire du 10 mai 2010 fixe un certain nombre de règles pour la réalisation des EDD et des PPRT relatifs aux stockages souterrains de gaz naturel, notamment des critères d'exclusion de certains scénarios accidentels liés au sous-sol, qui peuvent servir de repère, également, pour les EDD liées aux stockages souterrains d'hydrogène.

8.9 QUELS SONT LES ENJEUX SPECIFIQUES AU TRANSPORT D'HYDROGENE PAR CANALISATION ?

8.9.1 Principe et description d'une canalisation de transport d'hydrogène

Il existe environ [5 000 km de canalisations d'hydrogène dans le monde](#). Ces canalisations, spécifiquement conçues pour acheminer l'hydrogène, sont généralement de courte distance et relient des producteurs d'hydrogène à de gros utilisateurs industriels. L'hydrogène y est transporté essentiellement sous forme gazeuse, à des pressions le plus souvent comprises entre 40 et 70 bar⁶²⁹.

Les [réseaux de transport envisagés dans une future économie de l'hydrogène](#) seraient beaucoup plus étendus, et constitués à la fois de canalisations neuves, dédiées au transport de l'hydrogène, et de canalisations existantes (le plus souvent de gaz naturel) converties à l'hydrogène (Figure 18). La majorité du tracé de ces canalisations serait enterré et situé en zone continentale ; quelques-unes pourraient être subaquatiques ou sous-marines⁶³⁰. Les diamètres de canalisations envisagés sont globalement les mêmes que ceux des canalisations de transport de gaz naturel (entre 3 et 48 pouces)³³².

⁶²⁶ Thoraval, A. (2024) Maitrise des risques liés à la réutilisation des anciens stockages de gaz naturel en cavité saline pour le stockage d'H₂, rapport Ineris 213612 - 2783653 <https://www.ineris.fr/fr/maitrise-risques-lies-reutilisation-anciens-stockages-gaz-naturel-cavite-saline-stockage-h2>

⁶²⁷ Lafortune et al. (2021) Monitoring Scheme for the Detection of Hydrogen Leakage from a Deep Underground Storage. Part 1: On-Site Validation of an Experimental Protocol via the Combined Injection of Helium and Tracers into an Aquifer, Applied sciences <https://doi.org/10.3390/app10176058>

⁶²⁸ Gombert P. et al. (2021) Monitoring Scheme for the Detection of Hydrogen Leakage from a Deep Underground Storage. Part 2: Physico-Chemical Impacts of Hydrogen Injection into a Shallow Chalky Aquifer, Applied Sciences <https://doi.org/10.3390/app11062686>

⁶²⁹ Projet HYRESPONDER - Cours 1 Introduction à la sécurité de l'hydrogène destinée au personnel de secours NIVEAU IV https://hyresponder.eu/wp-content/uploads/2023/07/Cours1_HyResponder_Niveau4_FR.pdf

⁶³⁰ GRTgaz, Projet BARMar – H2med <https://www.grtgaz.com/notre-transition-energetique/transport-hydrogene/barmar>

En Europe, ces réseaux achemineraient de l'hydrogène pur, sous forme gazeuse, à des pressions pouvant avoisiner les 100 bar pour les canalisations dédiées. En effet, du fait de la [plus faible densité volumétrique de l'hydrogène](#), une canalisation d'hydrogène transporte environ 30 % d'énergie en moins qu'une canalisation de gaz naturel, à débit équivalent⁶²⁹. Ce déficit serait compensé par une augmentation des pressions ou des diamètres d'exploitation.

Dans le détail, une canalisation est constituée : 1- de tubes et d'équipements tubulaires (coudes, tés), 2- d'équipements et de dispositifs annexes : robinets, vannes, piquages, clapets, filtres, soupapes, événements, etc.). L'ensemble est relié par des soudures, des brides ou des raccords.

8.9.2 Retour d'expérience des accidents liés aux canalisations de transport d'hydrogène

Le Tableau 32 présente, à titre illustratif, un exemple d'accident lié à une canalisation de transport d'hydrogène.

Canalisations	Fuite sur un pipeline d'hydrogène – 12/10/2007 - BINNENMAAS (Pays-Bas) - ARIA 35860 – HIAD 759 https://www.aria.developpement-durable.gouv.fr/wp-content/files_mf/A35860_ips35860_001.pdf
Description des faits	Un feu se déclare sur un « couloir » de pipelines, regroupant plusieurs canalisations enterrées de transport de matières dangereuses : hydrogène, kérosène, oxyde d'éthylène... L'ouvrage à l'origine de la fuite est un pipeline de diamètre 6" (~150 mm) transportant de l'hydrogène à 75 bar. La fuite s'est enflammée à l'occasion de travaux de soudage réalisés à proximité. Le feu est maîtrisé en quelques minutes et la fuite est colmatée 7 heures plus tard. L'incident est considéré comme sérieux compte-tenu de la présence des autres pipelines dont certains transportent des gaz toxiques.
Conséquences	Aucun mort ni blessé. La nature du gaz libéré n'étant pas connue au début de l'évènement, des mesures préventives ont été prises par la police et les sapeurs-pompiers. Les habitants du village voisin (3 400 habitants) ont été invités à rester chez eux pendant près de trois heures. La circulation fluviale sur le cours d'eau voisin menant au port de Rotterdam a également été interrompue durant plusieurs heures.
Causes	La fuite de la canalisation résulte d'un tassement différentiel du sol (terrain sablonneux) qui s'est opéré sur plusieurs années et qui a contribué à mettre en flexion la canalisation au niveau d'un raccord, qui a fini par fuir. La flexion de la canalisation a été accentuée par le passage non-autorisé, au droit de la canalisation, de véhicules et d'équipements lourds (pompe de drainage, véhicules de chantier...) utilisés pour des travaux d'excavation réalisés pour l'implantation d'un nouveau pipeline à proximité. Au moins 8,4 kg d'hydrogène ont été libérés entre la détection et le colmatage de la fuite, mais il est très probable que la fuite soit apparue plusieurs semaines, voire plusieurs mois avant. La quantité d'hydrogène libérée excède donc vraisemblablement 50 kg. Il a été relevé que quatre services différents étaient chargés de l'inspection de la canalisation. Le manque de coordination et de définition des responsabilités de chaque service a conduit à des négligences dans l'inspection de la canalisation.
Leçons tirées	Les mesures prises suite à l'accident ont été à la fois d'ordre technique (révision des critères de qualité de fabrication, d'installation et de maintenance du raccord incriminé, révision des calculs de limites de charges acceptables au-dessus de regroupements de canalisations, surveillance plus active des pipelines, etc.) et d'ordre organisationnel (clarification des rôles et des responsabilités, priorité mise sur la coordination et de l'efficacité des inspections plutôt que sur le nombre d'inspecteurs)
Illustrations	 

Tableau 41 : Cas d'accidents/incidents liés à des canalisations d'hydrogène

La base [HIAD](#) recense 11 autres événements liés à des fuites de canalisations de transport d'hydrogène, dont les caractéristiques principales sont les suivantes :

- HIAD 345 : Fuite enflammée au cours de travaux de maintenance, 1 opérateur blessé ;
- HIAD 478 : Fuite non enflammée due à la corrosion/maintenance insuffisante ;
- HIAD 544 : Explosion suite à une fuite dans un couloir de 50 canalisations ;
- HIAD 891 : Jet enflammé suite à une agression par un engin d'excavation ;
- HIAD 933 : Rejet non enflammé au cours de travaux de maintenance ;
- HIAD 1027 : Explosion suite à une agression par un engin agricole ;
- HIAD 1057 : Fuite enflammée probablement liée à la fragilisation par l'hydrogène lors de l'opération de soudage à la construction ;
- HIAD 1058 : Fuite non enflammée liée à un endommagement par la foudre ;
- HIAD 1059 : Fuite non enflammée liée à la corrosion ;
- HIAD 1060 : Fuite enflammée suite à la défaillance d'une bride.

Notons que les causes d'accidents liées aux canalisations de transport d'hydrogène ne sont pas spécifiques à l'hydrogène et sont généralisables à tous les produits transportés.

8.9.3 Les risques associés au transport d'hydrogène par canalisation

Ce paragraphe évoque les risques présentés par une canalisation de transport 100% hydrogène, [neuve ou convertie](#), en phase d'exploitation. Les enjeux de sécurité liés à l'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel, ou à la conversion d'une canalisation de gaz naturel à l'hydrogène, sont évoqués dans des documents spécifiques, tels que celui publié par les opérateurs de réseaux⁷⁹, ou celui de l'INERIS⁷⁵.

L'[événement redouté central](#) lié à une canalisation d'hydrogène est le même que pour une canalisation de gaz naturel, à savoir la [fuite accidentelle](#). Celle-ci peut avoir des typologies et des causes variées. La [réglementation applicable aux canalisations de transport](#), qui s'applique notamment à l'hydrogène, s'appuie sur les recommandations du guide GESIP³⁸⁵ qui propose de retenir, dans le cadre des études de dangers, trois scénarios représentatifs de fuites pour les tronçons linéaires enterrés des ouvrages :

- la petite brèche (diamètre < 12 mm), représentative d'un trou de corrosion ;
- la brèche moyenne (12 mm ≤ diamètre < 70 mm), représentative d'une agression par un engin mécanique (par ex. un tractopelle) ;
- la rupture totale (70 mm ≤ diamètre < pleine section).

Les principales causes de fuites accidentelles sur les canalisations de gaz sont les endommagements (liés notamment à des travaux de tiers) et les mouvements de terrain. Viennent ensuite la corrosion, les défaillances matérielles (liés à des défauts de conception, de fabrication, de qualification, de contrôle, de maintenance ou à des erreurs opératoires). La typologie des causes de fuite n'a pas de raison d'être différente pour les canalisations d'hydrogène et c'est ce que montre d'ailleurs [le retour d'expérience](#). Les spécificités de l'hydrogène (Tableau 1) vont jouer davantage sur les conséquences potentielles de pertes de confinement.

Du fait de [la forte sensibilité de l'hydrogène à l'inflammation](#), les probabilités d'inflammation en cas de rejet sont susceptibles d'être plus importantes dans le cas d'une canalisation d'hydrogène que dans celui d'une canalisation de gaz naturel.

Les distances d'effets des phénomènes dangereux résultant de fuites accidentelles d'hydrogène peuvent également être différentes, pour certains phénomènes, de celles résultant de fuites de gaz naturel. L'hydrogène est en effet un gaz plus réactif mais qui se disperse plus vite à l'air libre. Les distances d'effets forfaitaires à retenir, dans le cadre d'une étude de dangers, pour un [jet enflammé](#), un [feu de nuage](#) ou un [UVCE](#) résultant d'une fuite sur une canalisation d'hydrogène sont reportées en annexe du guide GESIP³⁸⁵.

8.9.4 La maîtrise des risques liés au transport d'hydrogène par canalisation

Les mesures envisagées pour la maîtrise des [risques liés aux futures canalisations de transport d'hydrogène](#) sont, pour l'essentiel, les mêmes que celles appliquées aux canalisations de transport de gaz naturel ou d'autres fluides. Celles-ci sont, pour beaucoup d'entre elles, fixées par [la réglementation](#), notamment dans l'arrêté du 5 mars 2014³¹¹, qui s'appuie sur des guides professionnels reconnus. Cette réglementation et ces guides s'appliquent aussi à l'hydrogène, en tant que « produit chimique », et

précisent les exigences et dispositions essentielles de sécurité qu'une canalisation de transport doit respecter, parmi lesquelles :

- une conception adaptée au fluide transporté (ici l'hydrogène), notamment via le choix du matériau, dans les conditions d'exploitation prévues (pression maximale, cycles de pression, température) ;
- le respect du coefficient de sécurité minimal ;
- la présence d'un revêtement externe pour les parties linéaires enterrées ;
- la protection cathodique de ces parties ;
- le respect de la profondeur d'enfouissement minimale ;
- la présence d'un grillage avertisseur ;
- la réalisation d'essais avant mise en service ;
- la surveillance et la maintenance de l'ouvrage en service.

La détection de fuites est également un aspect important de la maîtrise des risques liés aux canalisations d'hydrogène.

8.10 QUELS SONT LES ENJEUX SPECIFIQUES AUX STATIONS DE RECHARGE D'HYDROGENE ?

8.10.1 Principe et description d'une station de recharge d'hydrogène

Avec la croissance attendue du marché de la mobilité hydrogène, le nombre de stations de recharge est amené à considérablement augmenter.

La majorité des stations hydrogène actuelles sont des stations mono-carburant, destinées au remplissage de véhicules légers (berlines, utilitaires) ou de bus. Ces stations délivrent entre 100 kg et plus d'1 tonne/jour et leur débit de remplissage est réglementé à 60 g/s pour les véhicules légers et 120g/s pour les bus²⁷⁰. Ces stations peuvent être publiques ou privées. Les stations ouvertes au public sont généralement situées à l'entrée des grandes villes, sur les grands axes routiers ou dans les zones industrialo-portuaires (Figure 12). Les stations privées se trouvent plutôt dans les dépôts de véhicules (bus, taxis, utilitaires) fonctionnant à l'hydrogène ou dans les entrepôts logistiques utilisant des chariots-élévateurs à hydrogène. Ces points de ravitaillement peuvent se trouver en extérieur ou parfois à l'intérieur de bâtiments.

Les évolutions actuelles du marché montrent une tendance au développement :

- de stations compactes (conteneurisées) et mobiles, destinées notamment au ravitaillement de véhicules au cœur des villes ;
- de stations en libre-service sans surveillance directe, c'est-à-dire sans la présence sur site d'un personnel d'exploitation ;
- de stations de grande capacité (plusieurs tonnes voire dizaines de tonnes par jour) et de haut-débit (180 g/s, 300 g/s voire plus) pour avitailler des véhicules lourds (camions, engins de chantier, bateaux, etc.) ;
- de stations d'hydrogène liquide, pour le remplissage de réservoirs cryogéniques transportables, le soutage de navires-citernes ou l'avitaillement d'avions ;
- de stations multi-carburants, où l'hydrogène est distribué dans une même station que d'autres énergies (carburants classiques, bio-carburants, bornes de recharge de batteries), voire sur des bornes communes^{631,632}.

Une station distribuant de l'hydrogène gazeux est généralement constituée (Figure 145) :

- d'une aire de production et stockage, clôturée et d'accès contrôlé, où se trouvent notamment :
 - o un électrolyseur (si l'hydrogène est produit sur place) ;
 - o une arrivée de canalisation (si l'hydrogène est acheminé de l'extérieur par canalisation) ;

⁶³¹ Projet Multhfuel, financé par le partenariat Clean Hydrogen <https://multhfuel.eu/>

⁶³² Pique, S. et al. Preliminary Risk Assessment of Hydrogen Refuelling Stations in a Multifuel Context, Chemical Eng. Transactions, 90, 229-234, <https://doi.org/10.3303/CET2290039>

- un [stockage mobile d'hydrogène gazeux comprimé](#) (si l'hydrogène est acheminé de l'extérieur par la route) : il peut s'agir de cadres de bouteilles, de réservoirs en conteneur ou de tubes sur remorque. La pression au sein de ces réservoirs varie le plus souvent entre 200 et 350 bar, mais elle tend à augmenter avec l'émergence de réservoirs composites transportables pouvant aller jusqu'à 700 bar (Tableau 36). Ce système de stockage est équipé d'un ou deux flexibles, dont la connexion à un potelet de raccordement permet le transfert de l'hydrogène vers l'installation fixe par équilibrage de pression. Il est à noter que, bien qu'il soit mobile, ce système de stockage est utilisé ici comme un stockage fixe jusqu'à sa vidange et son remplacement ;
- des [stockages tampons](#) : il peut s'agir de réservoirs basse pression (~30 bar), destinés à recueillir l'hydrogène en aval de l'électrolyseur (si production sur place) ou de réservoirs moyenne pression (450-550 bar) et haute pression (900-1 000 bar), destinés à recueillir l'hydrogène en aval de la compression. Ces stockages sont composés d'un ou plusieurs réservoirs (métalliques ou composites) reliés entre eux. Leur volume unitaire est très variable et peut aller de 20 m³ pour un réservoir BP à un volume compris entre 50 et 400 L pour un réservoir HP (Tableau 36) ;
- un ou plusieurs [compresseurs](#) en série, destinés à amener l'hydrogène jusqu'à la pression nécessaire au remplissage des véhicules par équilibrage de pression ;
- des tuyauteries, qui cheminent majoritairement en caniveau et qui sont aériennes en entrée et en sortie des équipements ainsi que dans les conteneurs ;
- d'une aire de distribution, ouverte aux utilisateurs, comportant :
 - une borne de distribution composée :
 - d'un système de refroidissement ;
 - d'un automate de commande de la borne ;
 - de tuyauteries, notamment d'une ligne de dépressurisation reliée à un évent ;
 - d'une soupape de sécurité reliée à l'évent ;
 - d'une protection mécanique contre les chocs ;
 - d'un flexible de remplissage équipé de son pistolet de distribution ;
 - d'un système anti-arrachement (*breakaway*), dont la fonction est de céder en cas de tension trop forte sur le flexible et de fermer un clapet qui empêche tout rejet d'hydrogène en cas d'arrachement du flexible ;
 - un auvent de protection de la pluie.

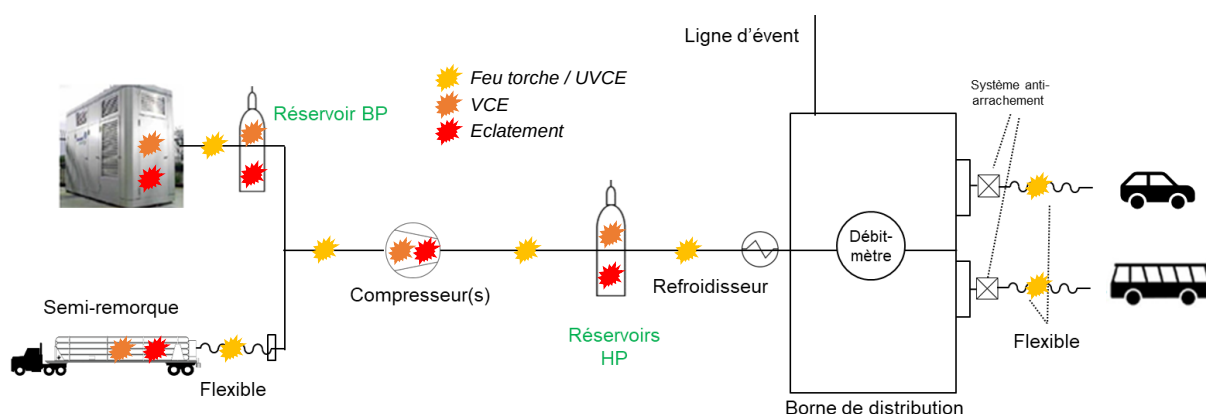


Figure 145 : Schéma d'une station de distribution d'hydrogène et phénomènes majeurs associés

8.10.2 Retour d'expérience des accidents liés aux bornes de distribution d'hydrogène

Dans les sections précédentes ont déjà été présentés les retours d'expérience des accidents liés aux [électrolyseurs](#), aux [réservoirs d'hydrogène](#), aux [compresseurs](#) et aux [tuyauteries d'hydrogène](#). Le seul équipement important d'une station-service dont le retour d'expérience n'a pas encore été traité est la borne de distribution.

Le Tableau 32 présente quelques exemples d'accidents survenus sur des bornes de distribution d'hydrogène.

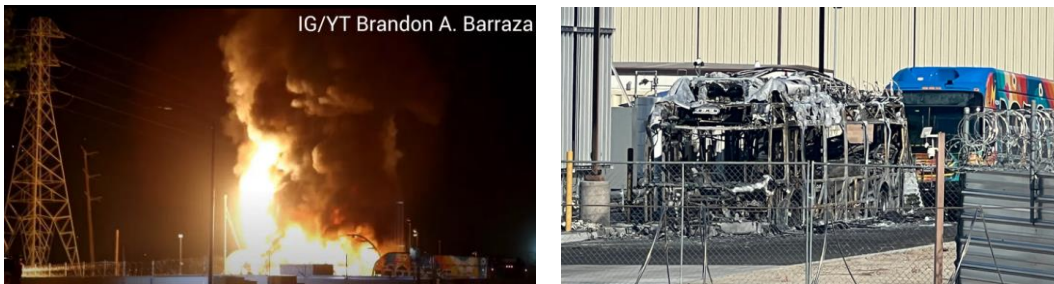
Bornes de distribution	Hydrogen Fueling Dispenser Nozzle Drive Away - 24/02/2009 – ETATS-UNIS https://h2tools.org/lessons/hydrogen-fueling-dispenser-nozzle-drive-away
Description des faits	Un véhicule a été mis en route sans déconnecter le flexible et le système anti-arrachement n'a pas fonctionné. Cela a conduit à la rupture du flexible et à un dégagement de l'hydrogène contenu entre la vanne d'isolement de la borne et le clapet anti-retour du véhicule
Conséquences	Dégâts localisés
Causes	Erreur humaine (non-respect du protocole de ravitaillement). L'analyse de l'incident a aussi montré que le dispositif anti-arrachement avait été réglé à une tension de rupture 1,5 fois plus importante que celle prévue dans la conception.
Leçons tirées	Tester périodiquement le système anti-arrachement.
Bornes de distribution	Fire on a hydrogen bus during refueling - 18/07/2023 – ETATS-UNIS – HIAD 1072 https://bakersfieldnow.com/news/local/fire-engulfs-new-hydrogen-bus-and-fueling-station-at-golden-empire-transit-kern-county-bakersfield-fire-department-get-bus
Description des faits	Un incendie se déclare lors du remplissage d'un bus à hydrogène dans une station de ravitaillement. Des explosions sont entendues et observées au niveau des réservoirs du bus. Les pompiers mènent une enquête. Rien ne peut être conclu avant que les résultats de l'enquête ne soient rendus publics.
Conséquences	Aucune victime. Le bus a été détruit et la borne de distribution a été endommagée. Une section de l'autoroute proche a été fermée.
Causes	L'enquête est toujours en cours. L'hypothèse la plus vraisemblable pour expliquer les explosions est qu'elles ont été provoquées par l'ouverture des TPRD des réservoirs. En revanche, l'origine de l'incendie initial reste indéterminée.
Leçons tirées	Non connues à ce stade
Illustrations	

Tableau 42 : Cas d'accidents/incidents liés à des bornes de distribution d'hydrogène

Une analyse plus globale des accidents recensés dans les [bases de données](#) liés aux bornes de distribution d'hydrogène³²² fait apparaître notamment :

- la nécessité d'examiner fréquemment les flexibles de distributrice pour détecter tout signe de dommage externe, notamment de corrosion, d'abrasion, de coupures ou de plis (<https://h2tools.org/lessons/fueling-hose-fails>) ;
- la nécessité de tester périodiquement le système anti-arrachement (<https://h2tools.org/lessons/breakaway-separation-during-fueling>).

8.10.3 Les risques associés à une station de recharge d'hydrogène

Les principaux événements redoutés liés à [une station de recharge d'hydrogène](#), figurés par des symboles sur la Figure 145, sont :

- en cas de production sur site par électrolyse : [les événements dimensionnants liés à un électrolyseur](#), à savoir une fuite accidentelle dans l'enceinte de l'électrolyseur (menant à un [VCE](#)) ou une explosion interne menant à [l'éclatement d'un équipement](#) (typiquement un séparateur eau-oxygène ou eau-hydrogène) ;

- au niveau des différents stockages (source ou tampon) : [les événements dimensionnants liés à un stockage d'hydrogène comprimé](#), à savoir : une fuite accidentelle en milieu confiné (menant à un [VCE](#)), une rupture du flexible du stockage mobile (menant à un [feu torche](#), un [feu de nuage](#), un [UVCE](#) voire un [VCE](#)) ou une explosion interne (menant à [l'éclatement d'un équipement](#)) ;
- au niveau de l'unité de compression : [les événements dimensionnants liés à un compresseur](#), à savoir une fuite accidentelle dans l'enceinte du compresseur (menant à un [VCE](#)) ou une explosion interne (menant à un [l'éclatement d'un équipement](#)) ;
- au niveau des tuyauteries : [l'événement dimensionnant lié à une tuyauterie](#), à savoir une rupture franche de la tuyauterie (menant à un [feu torche](#), un [feu de nuage](#), un [UVCE](#) voire un [VCE](#)) ;
- au niveau de la borne de distribution : une rupture franche du flexible (menant à un [feu torche](#), un [feu de nuage](#) ou un [UVCE](#)).

8.10.4 La maîtrise des risques liés aux stations de recharge d'hydrogène

La maîtrise des [risques liés à une station-service hydrogène](#) repose, en grande partie, sur le respect du cadre réglementaire, qui est très prescriptif dans ce domaine. En effet, une certaine expérience a été acquise depuis l'essor de la mobilité hydrogène au tournant des années 2000⁶³³ et avec [plus d'un millier de stations-service opérationnelles dans le monde](#), une réglementation relativement complète s'est construite au fil des années. Le caractère international de la mobilité oblige également à assurer une certaine interopérabilité entre les stations, d'où le besoin d'un cadre réglementaire et normatif strict.

En France, les stations de recharge en hydrogène sont soumises à la réglementation ICPE, notamment au titre des rubriques 1416 et 4715. Elles doivent ainsi respecter les prescriptions de [l'arrêté du 22 octobre 2018 ou « AMPG 1416 »](#) et de [l'arrêté du 12 février 1998 ou « AMPG 4715 »](#).

Les stations-service hydrogène sont également soumises au respect de la [réglementation ATEX](#), ainsi qu'au règlement européen AFIR¹⁰³. Ce dernier dispose notamment que les stations-service doivent [respecter un protocole de remplissage](#) des véhicules conforme à la norme NF EN 17127⁴⁸⁴, c'est-à-dire développé et approuvé par un organisme de normalisation compétent (Tableau 26). Ce protocole permet de garantir que la pression dans le réservoir ne dépasse pas 125% de sa PNS (875 bar pour une PNS à 700 bar ; 438 bar pour une PNS à 350 bar) et que sa température reste comprise entre - 40°C et +85°C, conformément à la norme ISO-19880-1⁴⁸³. Ce règlement exige aussi que le pistolet de distribution soit conforme à la norme ISO 17268⁴⁸².

Les équipements qui composent une station hydrogène sont également soumis aux [règles européennes de mise sur le marché](#), notamment celles qui régissent les équipements sous pression (ESP) et les matériels ATEX. Il est à noter que l'IECEx a établi un schéma de certification, IECEx OD 290⁶³⁴, pour l'assemblage d'équipements au sein de systèmes hydrogène, conformément à la norme IEC TS 60079-46⁶³⁵. Ce schéma peut s'appliquer à un certain nombre d'équipements présents sur les stations de recharge, en particulier les bornes de distribution d'hydrogène.

La sécurité de la station est aussi assurée par [le suivi en exploitation](#). Notamment, les réservoirs étant fortement sollicités en termes de cyclage, il est important de s'assurer tout au long de la vie de la station que le nombre de cycles préconisé pour chaque équipement n'est pas dépassé.

Enfin, concernant la station dans son ensemble, une série de normes (ISO 19880⁴⁸³) traite de la conception, de l'exploitation et de la sécurité des stations de recharge de véhicules terrestres.

⁶³³ Bodineau et al. (2015) Guide d'information sur la sécurité des véhicules à hydrogène et des stations-service de distribution d'hydrogène <https://www.actu-environnement.com/media/pdf/news-24886-guide-securite-h2-vehicules-station-service.pdf>

⁶³⁴ IECEx OD 290 Harmonized procedures for IECEx certification of equipment, components and systems associated with the production, dispensing and use of gaseous hydrogen <https://www.iecex.com/dmsdocument/4151/>

⁶³⁵ Norme IEC TS 60079-46

8.11 QUELS SONT LES ENJEUX SPECIFIQUES A LA MOBILITE A HYDROGENE ?

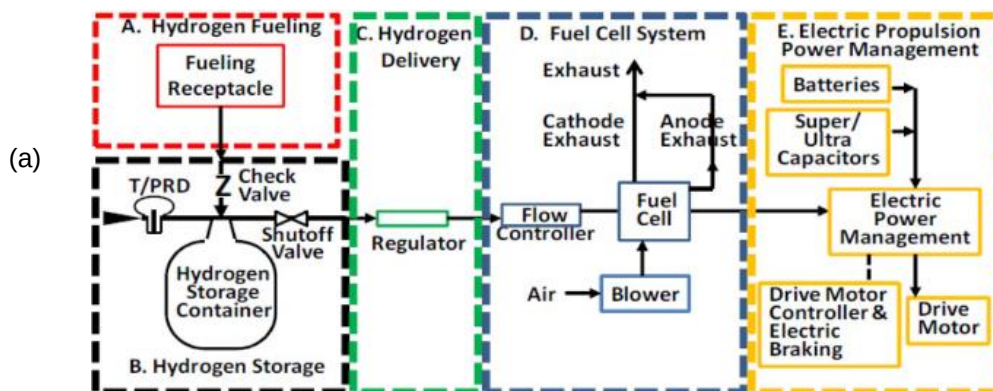
8.11.1 Principe et description d'un véhicule terrestre à hydrogène

Il existe une variété de véhicules terrestres (routiers et non-routiers) fonctionnant à l'hydrogène, allant des véhicules ultralégers (vélos, scooters), aux véhicules légers (berlines) jusqu'aux véhicules lourds (camions, bus, autocars, charriots élévateurs, engins de chantiers ou agricoles). Même si les véhicules à moteurs thermiques utilisant l'hydrogène en combustion directe sont en voie de développement, la majorité des véhicules sur le marché aujourd'hui sont à moteur électrique et utilisent une pile à combustible (PAC) pour convertir l'hydrogène embarqué en électricité.

La conception de ces véhicules diffère selon les catégories et les modèles, mais ils sont schématiquement composés des éléments suivants (Figure 146a) :

- un réceptacle d'avitaillement en hydrogène, auquel le pistolet de la station de recharge se connecte pendant le remplissage, et qui achemine l'hydrogène vers le réservoir (A) ;
- un ou plusieurs réservoir(s) de stockage d'hydrogène, assorti(s) d'un clapet anti-retour (qui empêche le reflux l'hydrogène pendant le remplissage), d'une vanne d'arrêt (qui permet d'isoler le réservoir en cas d'arrêt du véhicule ou d'incident) et d'un dispositif de décharge de sécurité (TPRD) (B) ;
- une conduite d'hydrogène, dotée d'un système de régulation, permettant d'acheminer l'hydrogène vers la pile à combustible à une pression et à une température adéquates à son fonctionnement (C) ;
- un bloc PAC, comprenant un contrôleur de débit d'hydrogène, une chambre d'admission d'air, la PAC proprement dite (qui combine l'hydrogène et l'oxygène de l'air pour produire de l'électricité et de l'eau) et un système d'échappement de l'eau produite (D) ;
- un système de propulsion électrique comprenant un dispositif de gestion de l'énergie, qui dirige l'électricité produite par la PAC, soit vers le moteur d'entraînement du véhicule, soit vers des moteurs secondaires (pompe à air, frein, climatisation), soit vers des batteries ou des condensateurs haute capacité (E).

La disposition schématique de ces éléments dans une voiture à hydrogène est présentée sur la Figure 146b.



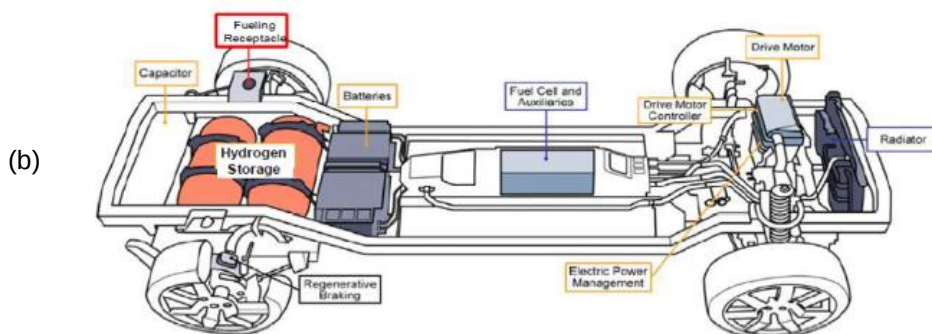


Figure 146 : Les principaux éléments d'un véhicule à pile à combustible hydrogène³⁰²

Les réservoirs placés dans les véhicules à hydrogène sont généralement [de type IV](#) et sont placés à l'arrière du véhicule (pour les berlines) ou sur le toit (pour les bus et autocar). Leur pression nominale de service (PNS) est de 700 bar (à 15°C) pour les véhicules légers et de 350 bar (à 15°C) pour les véhicules lourds (bus, camion, etc.). Une voiture à hydrogène embarque entre 4 et 6 kg d'hydrogène (stockés dans un ou plusieurs réservoirs représentant un volume total de 100 à 150 L), tandis qu'un bus embarque environ 40 kg d'hydrogène (stockés dans plusieurs réservoirs).

Le(s) TPRD est(sont) positionné(s) de façon qu'en cas d'ouverture de celui(ceux)-ci, le jet d'hydrogène soit dirigé à l'extérieur du véhicule, vers le bas pour les véhicules légers et les poids lourds, et vers le haut pour les bus et les autocars (les réservoirs de ces derniers étant placés au toit)

La pile à combustible est généralement de type [PEM](#) et délivre une tension de l'ordre de 400V CC.

8.11.2 Les risques associés aux véhicules terrestres à hydrogène

Les risques liés à [un véhicule terrestre à hydrogène](#) sont globalement ceux que l'on retrouve dans de nombreux systèmes stationnaires à hydrogène, à savoir la [fuite accidentelle](#) et [l'éclatement](#) d'un réservoir⁶³⁶.

Une fuite accidentelle d'hydrogène peut se produire sur les conduites reliant le réceptacle du véhicule au(x) réservoir(s) et le(s) réservoir(s) à la pile à combustible (ou au moteur à combustion interne). Cette fuite accidentelle peut avoir des causes et des débits variés. Elle peut être liée à un raccord défectueux, à un desserrage de raccord sous l'effet des vibrations, à la fatigue (cycles de remplissage/vidange du réservoir), à des chocs (en cas de collision). Une libération accidentelle d'hydrogène peut également se produire suite à l'ouverture d'un [TPRD](#), qu'elle soit intempestive ou déclenchée par une situation accidentelle (incendie). Il peut en résulter un [feu torche](#), un [feu de nuage/UVCE](#), voire une [explosion confinée](#) si le rejet survient lorsque le véhicule se trouve dans un espace confiné (garage, parking souterrain, etc.).

Le scénario généralement majorant sur un véhicule hydrogène est [l'éclatement](#) d'un réservoir, qui peut se produire en cas d'incendie sur le véhicule (si le TPRD ne joue pas son rôle), de sur-remplissage (lié par exemple à une défaillance de l'automate de commande de la station lors du remplissage), d'agression mécanique (choc lié à un accident), ou de vieillissement ou de fatigue prématurée du réservoir.

Si le véhicule est équipé d'une [PAC](#), celle-ci peut également être le siège [de fuites accidentelles](#).

8.11.3 La maîtrise des risques liés à un véhicule terrestre à hydrogène

La maîtrise des [risques liés aux véhicules à hydrogène](#) a beaucoup progressé depuis le début des années 2000 à travers de nombreux projets de recherche, notamment le projet français DRIVE⁶³⁷.

⁶³⁶ Dadashzadeh, M. (2018) Risk assessment methodology for onboard hydrogen storage, Int. J. Hydrogen Energy, 43, 12 <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.01.195>

⁶³⁷ Gentilhomme, O. et al. Data for the evaluation of hydrogen risks onboard vehicles : outcomes from the French project DRIVE <https://conference.ing.unipi.it/ichs2011/papers/147.pdf>

Aujourd'hui, les véhicules routiers à hydrogène de catégories M (véhicules de transports de personnes légers et lourds) et N (véhicules de transports de marchandises légers et lourds) sont encadrés par [le règlement ONU R134](#), qui définit les procédures et les spécifications techniques applicables pour l'homologation par type de ces véhicules, sur le plan de la sécurité⁶³⁸.

Ainsi, pour être homologués, les véhicules de catégories M et N mis sur le marché doivent répondre à un ensemble d'exigences réglementaires, complétées par certains cadres normatifs d'application volontaire (par exemple les normes de la série ISO 12619⁶³⁹). Ces exigences portent notamment sur :

- la résistance des composants des véhicules aux chocs ;
- la résistance de leurs réservoirs à des agressions thermiques, testée par des essais de feu ;
- la résistance de leurs réservoirs à d'éventuelles surpressions, testée via la réalisation d'essais en pression, permettant de vérifier que le réservoir tient au minimum à 2,25 fois sa pression nominale de service (soit 1 575 bar pour un réservoir à 700 bar) ;
- la résistance de leurs réservoirs à la fatigue, testée via la réalisation de 22 000 cycles de remplissage ;
- la résistance de leurs réservoirs à des attaques chimiques suite à d'éventuelles fuites de produits de type acide sulfurique (fuite de liquide de batterie), glycol (fuite de liquide de lave-glace), etc.

Le réservoir et plus généralement le système à hydrogène doivent être placés dans le véhicule de façon à être protégés des impacts en cas d'accident. Le véhicule doit ainsi subir des essais de choc (*crash test*) frontaux et latéraux afin de s'assurer que dans des conditions accidentelles, le système à hydrogène ne fuit pas de façon dangereuse et a fortiori n'éclate pas.

Des capteurs d'hydrogène, disposés à différents endroits du véhicule, doivent également permettre de détecter l'hydrogène et en cas de fuite, de couper le flux d'hydrogène du réservoir par une vanne d'arrêt et de déclencher des alarmes de niveaux appropriés selon la gravité⁶³³.

A la sortie du système d'échappement du véhicule, la teneur en hydrogène des gaz d'échappement ne doit pas dépasser 4 % en moyenne mobile sur une fenêtre de 3 sec en fonctionnement normal (y compris en phases de démarrage et d'arrêt des moteurs), et ne doit jamais dépasser 8 %. Il est à noter que ces concentrations sont supérieures aux seuils fixés par la réglementation ATEX dans les environnements de travail, ce qui nécessite de canaliser le gaz d'échappement vers un lieu sûr pour éviter d'éventuels déclenchements intempestifs d'alarmes dans les centres d'essais ou les ateliers de maintenance, et limiter le risque pour les travailleurs.

Le règlement ONU R134 impose également que les réservoirs soient munis d'un [TPRD](#), ayant pour fonction de libérer l'hydrogène en cas d'échauffement du réservoir (du fait d'un incendie par exemple) et ainsi d'éviter son éclatement. L'ouverture d'un TPRD conduit à un rejet d'hydrogène qui, dans la plupart des situations, créera un feu torche, dont les effets thermiques seront généralement limités au voisinage immédiat du véhicule⁶⁴⁰. Si le véhicule est déjà pris dans un feu, ces effets thermiques n'exposeront pas les personnes à des conséquences significativement plus graves que celles liées à l'incendie lui-même^{641,642}.

Dans la mesure où l'hydrogène doit passer d'une pression de 700 bar (ou de 350 bar) dans le réservoir à seulement quelques mbars dans la pile à combustible (ou dans la chambre de combustion), des capteurs de pression et des dispositifs de protection contre les surpressions (soupapes, vannes d'isolement) sont également prévus en cas de défaillance du régulateur de pression.

⁶³⁸ France Hydrogène (2023) Fiche réglementation : Homologation des véhicules hydrogène en France et en Europe <https://s3.production.france-hydrogene.org/uploads/sites/5/2023/02/Fiche-Homologation-des-vehicules-hydrogene.pdf>

⁶³⁹ Série de normes ISO 12619 Véhicules routiers - Composants des circuits d'alimentation pour hydrogène gazeux comprimé (CGH2) et mélanges de gaz naturel et hydrogène

⁶⁴⁰ Il peut néanmoins arriver, dans certains cas, que le jet lié à l'ouverture du TPRD ne s'enflamme pas immédiatement et génère un feu de nuage, un UVCE, voire un VCE (en milieu confiné), pouvant avoir des effets à beaucoup plus grande distance.

⁶⁴¹ CETU (2024) Les nouveaux modes de propulsion en tunnel routier https://www.cetu.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/modes_de_propulsion_bdef-3.pdf

⁶⁴² PIARC (2024) Impact des nouvelles technologies de propulsion sur l'exploitation et la sécurité des tunnels routiers <https://www.piarc.org/ressources/publications/source/2/106d7c5f-43510-2023R34FR-Impact-des-nouvelles-Technologies-de-Propulsion-sur-Exploitation-et-la-Securite-des-Tunnels-routiers-Rapport-technique-de-PIARC.pdf>

Ce cadre réglementaire et normatif spécifique aux véhicules routiers à hydrogène ne s'applique pas aujourd'hui aux véhicules terrestres non-routiers, qui restent encadrés par :

- des réglementations génériques telles que la [Directive machine 2006/42/CE](#) (et la norme associée NF EN ISO 12100⁶⁴³) pour les machines mobiles (chariots élévateurs, engins de chantier, etc.), la [Directive 2014/68/UE](#) pour les équipements sous pression au sein de ces véhicules (réservoir, PAC), [directive 2014/34/UE](#) pour les équipements susceptibles d'être exposés à des ATEX, etc.
- des réglementations sectorielles telles que le Règlement 167/2013⁶⁴⁴ pour les véhicules agricoles et forestiers, le Code de l'aviation civile pour les véhicules d'assistance en escale, le code des ports maritimes pour les engins portuaires, etc.

Ces réglementations n'étant pas spécifiques aux véhicules hydrogène, elles ne sont pas toujours adaptées. A titre d'exemple, les machines mobiles (chariots élévateurs, engins mécaniques, etc.) sont généralement équipées de composants identiques ou proches de ceux de véhicules routiers à hydrogène, c'est-à-dire répondant aux exigences du règlement ONU R134³⁰⁰. L'évaluation de leur conformité vis-à-vis des réglementations dont elles relèvent (directive machine, directive ESP) est de ce fait compliquée, faute de correspondances entre les réglementations.

Quel que soit le type de véhicule (routier ou non routier), se pose aussi la question de la maintenance des véhicules (notamment celle du contrôle des réservoirs) et pour ceux qui empruntent la voie publique, de leur contrôle technique. Peu de centres sont aujourd'hui agréés pour assurer ces opérations de contrôle et de maintenance, ce qui pourrait être dissuasif. La [formation des personnels](#) chargés de ces opérations doit aussi être assurée.

8.11.4 Les enjeux de sécurité liés aux infrastructures routières accueillant des véhicules hydrogène

Au-delà de [la maîtrise des risques liés aux véhicules hydrogène](#) proprement dits, les lieux dans lesquels ils sont amenés à circuler, à stationner ou à être déposés doivent être sécurisés, notamment vis-à-vis du risque d'explosion.

C'est le cas des centres de dépôts de bus, de taxis ou de machines mobiles à hydrogène, tout comme des ateliers de maintenance ou d'essais de véhicules à hydrogène. Une réflexion pourrait également être menée sur les casses automobiles, qui ne sont pas aujourd'hui adaptées pour accueillir des véhicules hydrogène accidentés.

En ce qui concerne la circulation de véhicules hydrogène en tunnels, des travaux à la fois expérimentaux et numériques ont été réalisés pour mieux comprendre et estimer les effets des phénomènes accidentels susceptibles de se produire dans un tel environnement^{208,395,645,646,647,648,649,650}. Les principales différences que ces travaux font ressortir entre un tunnel et un milieu ouvert sont notamment :

- que dans une configuration de type tunnel, selon les conditions de ventilation naturelle et le pistonnement par les véhicules, l'accumulation [d'atmosphères explosives](#) est possible et peut conduire à une explosion de nuage en cas de fuite non enflammée d'hydrogène (par exemple l'ouverture intempestive d'un TPRD suite à un choc) ;

⁶⁴³ Norme NF EN ISO 12100 Sécurité des machines – Principes généraux de conception – Appréciation du risque et réduction du risque

⁶⁴⁴ Règlement (UE) n°167/2013 du 5 février 2013 relatif à la réception et à la surveillance du marché des véhicules agricoles et forestiers <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32013R0167>

⁶⁴⁵ Middha, P. & Hansen O.R. (2009) CFD simulation study to investigate the risk from hydrogen vehicles in tunnels International Journal of Hydrogen Energy, 34, 14, pp. 5875-5886 <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2009.02.004>

⁶⁴⁶ Glover et al. (2020) Hydrogen Fuel Cell Vehicles in Tunnels https://energy.sandia.gov/wp-content/uploads/2020/05/Hydrogen-Fuel-Cell-Vehicles-in-Tunnels_SAND2020-204507r.pdf

⁶⁴⁷ Hansen, O. R. (2022) CFD study to assess safety aspects of TPRD releases from heavy-duty hydrogen vehicles and trains in tunnels, Chemical Engineering Transactions, 90 <https://doi.org/10.3303/CET2290016>

⁶⁴⁸ Projet HyTunnel-CS <https://hytunnel.net/>

⁶⁴⁹ Lafleur, C. et al. (2017) Hydrogen Fuel Cell Electric Vehicle Tunnel Safety Study, Sandia report SAND2017-11157 <https://www.osti.gov/servlets/purl/1761273/>

⁶⁵⁰ Willmann C. & Truchot, B. (2019) New energy carriers and additional risks for user safety in tunnels <https://ineris.hal.science/ineris-03319924/document>

- que pour un bus ou un autocar à hydrogène (dont les réservoirs sont situés en partie haute), les fumées chaudes d'incendie liées à l'accident d'un véhicule distant peuvent entraîner l'ouverture d'un TRPD et générer un feu torche ou une explosion ;
- qu'en cas d'explosion ou d'éclatement de réservoir, la réflexion des ondes de pression sur les parois du tunnel tend à augmenter les distances d'effets dans l'axe du tunnel. On peut considérer, de façon prudente, qu'à partir de 2 diamètres du tunnel, l'onde plane est établie et ne s'atténue presque plus. Les distances d'effets associées sont donc dépendantes de la section du tunnel. Notons que les modèles applicables aux configurations de type tunnel sont encore en cours d'amélioration, dans la continuité du projet HyTunnel⁶⁴⁸. Les effets de pression produits par la combustion de l'hydrogène libéré lors d'un éclatement en tunnel sont notamment à étudier plus spécifiquement, car ils présentent des durées d'application plus longues et donc potentiellement plus critiques pour les structures ;
- le risque d'éclatement n'est pas acceptable en tunnel, d'un part en raison de distances d'effets pouvant être quasiment égales à la longueur du tunnel, et d'autre part parce que s'il y a un risque d'éclatement, il est impossible d'envoyer les secours. En revanche, le risque résiduel feu torche/explosion induit par l'ouverture d'un TRPD en tunnel est acceptable (si le système est bien dimensionné et qu'il fonctionne, on a le temps d'évacuer les personnes au-delà des distances d'effet létales).

En termes de cinétique des scénarios accidentels et donc, de temps disponible pour évacuer les usagers, il convient de distinguer deux cas :

- l'accident se déclenche sur le véhicule lui-même avec, dans ce cas, un déclenchement potentiellement rapide des phénomènes dangereux (feu torche, explosion, éclatement) ;
- l'accident est déclenché par un incendie sur un autre véhicule ; dans ce cas, le délai entre le début de l'incendie et la survenue du phénomène dangereux peut aller de plusieurs minutes à plusieurs heures, et permet dans la plupart des cas l'évacuation des usagers.

Les questions liées à l'accueil des véhicules hydrogène en tunnels sont loin d'être épuisées et les travaux de recherche doivent se poursuivre, tant sur la phénoménologie que sur la modélisation des effets, afin d'établir des recommandations pour les décideurs, les services de secours, les comités de normalisation et permettre d'adapter la réglementation encadrant ces ouvrages. Des recommandations sont disponibles dans les publications récentes du CETU^{641,642}.

Pour certains ouvrages et, en particulier, pour les tranchées couvertes en milieux urbains, il conviendrait d'évaluer si les effets thermiques générés en cas de feu torche d'hydrogène sont compatibles avec le dimensionnement incendie et si l'onde de pression générée par une explosion ou l'éclatement d'un réservoir d'hydrogène ne pourrait pas déstabiliser la dalle qui recouvre la tranchée et potentiellement, les structures ou habitations situées à l'aplomb.

L'accueil de véhicules hydrogène dans les parkings souterrains soulève des problématiques assez similaires à celle des tunnels, à la différence de la dimensionnalité de l'ouvrage (2D et non 1D), de sa hauteur (moindre en parking qu'en tunnel) et de son encombrement (plus important en parking du fait de la présence potentiellement très rapprochée des véhicules). La tenue des matériaux de construction des parkings souterrains à des feux d'hydrogène, ainsi que la capacité de la ventilation à diluer efficacement des dégagements d'hydrogène et à éviter leur accumulation au plafond ou leur détournement dans des gaines techniques, sont des points qui mériteraient d'être examinés. En cas d'explosion se pose également la question, comme pour les tranchées couvertes, de la tenue de la structure aux effets de surpression appliqués.

Toutes ces questions nécessitent d'être approfondies pour pouvoir adapter, si besoin, la réglementation de ces ouvrages. Pour l'heure, en France, la réglementation ne comporte pas de dispositions spécifiques relatives au stationnement de véhicules hydrogène dans les parkings souterrains. Un guide a toutefois été publié par la Direction Générale de la Sécurité Civile⁶⁵¹, qui préconise « de faire stationner ces véhicules dans des espaces non couverts (toiture terrasse par exemple) ».

⁶⁵¹ Direction Générale de la Sécurité Civile (2018) Sécurité incendie dans les parcs de stationnement couverts ouverts au public https://mobile.interieur.gouv.fr/content/download/95386/745226/file/160609_GUIDE_DE_PRECONISATIONS_PS_VERSION1.pdf

8.11.5 Les enjeux de sécurité liés à la mobilité et au transport maritime et fluvial de l'hydrogène

La [propulsion de navires ou de bateaux à l'hydrogène](#), tout comme le [transport maritime ou fluvial de l'hydrogène](#) (ou de ses [molécules dérivées](#)) en est encore au stade embryonnaire^{106,652}. Le transport et/ou l'utilisation de l'hydrogène comme carburant à bord d'embarcations soulève un ensemble de défis en matière de sécurité, qui concernent aussi bien la sécurité à bord que celle des ports d'accueil.

A bord des bateaux/navires, la difficulté de la gestion du risque hydrogène provient essentiellement du caractère confiné et encombré des espaces, ainsi que de la présence d'enjeux humains, à bord et potentiellement à quai. La violence des explosions susceptibles de survenir en cas de fuite d'hydrogène dans ce type d'environnement, ainsi que l'exiguïté des espaces qui ne permet pas de respecter les distances d'isolement ou de disposer les murs de protection qui peuvent être mis en place dans une installation à terre, rendent plus complexes les stratégies de mitigation et de protection. Une revue des risques liés à l'hydrogène à bord d'un navire et des mesures de prévention et de mitigation possibles a été publiée par DNV⁶⁵³

Les embarcations fluviales ou maritimes à hydrogène disposent aujourd'hui d'un cadre général d'approbation (recueil IGF⁶⁵⁴ par exemple pour la sécurité des navires), qui a permis l'expérimentation de prototypes au cas par cas, mais des règlements et des normes plus spécifiques doivent être développés pour faciliter leur conception et leur homologation sur une base régulière. Quelques initiatives ont déjà été prises dans ce sens⁶⁵⁵. Une difficulté, à ce niveau, est d'arriver à articuler les travaux issus de la communauté historique de l'hydrogène (développés par exemple dans le cadre des comités de normalisation ISO TC 197 « Technologies de l'hydrogène » et IEC TC 105 « Piles à combustible ») avec ceux des organisations en charge de la sécurité maritime (IMO MSC *International Maritime Organisation – Maritime safety committee*⁶⁵⁶) ou fluviale (CESNI⁶⁵⁷).

L'[intérêt croissant pour le transport maritime de l'hydrogène via la molécule d'ammoniac](#) soulève également un certain nombre d'enjeux de sécurité, compte-tenu de sa haute toxicité. Même si le transport de l'ammoniac par la mer est déjà largement opéré dans le monde, l'impact d'un accroissement massif de ce trafic doit être évalué en termes de sécurité. Des initiatives ont été lancées^{658,659} pour analyser et évaluer finement les risques liés à d'éventuelles fuites d'ammoniac, dans le but de définir les mesures nécessaires pour les maîtriser au mieux. Les phases d'approche et de manœuvre des navires aux abords des ports, pendant lesquelles ils peuvent être amenés à longer des côtes ou à emprunter des chenaux traversant des zones urbanisées, sont des phases particulièrement critiques en termes de maîtrise des risques. L'impact environnemental d'un éventuel épandage accidentel d'ammoniac en mer, lors des opérations de soutage ou en phase de navigation, devra également être étudié.

Au-delà de la maîtrise des risques à bord des embarcations, l'arrivée massive d'hydrogène (ou de ses molécules dérivées) dans les ports nécessitera aussi d'assurer la sécurité des opérations à quai⁶⁶⁰. La phase de soutage, par exemple, que ce soit en hydrogène ou en ammoniac, est particulièrement délicate, notamment pour l'hydrogène lorsqu'elle concerne les navires de passagers (ferry, bus de mer,

⁶⁵² VNF (2020) Propulsion hydrogène pour bateaux fluviaux https://www.vnf.fr/vnf/app/uploads/2020/02/Cahier_technique_BATELIA_hydrogene.pdf

⁶⁵³ DNV (2021) Handbook for hydrogen-fueled vessels <https://www.dnv.com/maritime/publications/handbook-for-hydrogen-fuelled-vessels-download/>

⁶⁵⁴ Recueil IGF <https://www.nautic-way.com/fr/technologie-marine-version-papier/16995-omi-imo109e-igf-code-international-code-of-safety-for-ships-using-gases-or-other-low-flashpoint-fuels-2016-librai.html>

⁶⁵⁵ Secrétariat chargé de la mer (2021) Guide de bonnes pratiques pour l'approbation et la certification des navires utilisant de l'hydrogène comme combustible

⁶⁵⁶ DNV (2021) Handbook for hydrogen-fuelled vessels

⁶⁵⁷ CESNI Comité européen pour l'élaboration de standards dans le domaine de la navigation intérieure <https://www.cesni.eu/>

⁶⁵⁸ Projet ARISE (2024) Ammonia Response In Sea Emergencies [ARISE | Advancing Safe and Sustainable Ammonia Transport \(arise-partnership.org\)](https://arise-partnership.org/)

⁶⁵⁹ ITOCHU (2022) <https://www.itochu.co.jp/en/news/news/2022/220406.html>

⁶⁶⁰ Clean Hydrogen Partnership (2023) Study on hydrogen in ports and industrial coastal areas - Report 2 <https://www.clean-hydrogen.europa.eu/system/files/2023-09/EN%20PDF%20-%20H2%20in%20Ports%20-%20Report%20%20-%20September%202023.pdf>

etc.), où les rotations rapides nécessitent que l'avitaillement soit réalisé pendant les opérations d'embarquement/débarquement.

A l'échelle du port de manière plus large, des infrastructures devront être construites pour accueillir l'hydrogène et ses molécules dérivées : stations d'avitaillement, stockages massifs (aériens ou souterrains, liquides ou gazeux), installations de [conditionnement et de déconditionnement](#) (unités de liquéfaction, compression, déshydrogénation, etc.), interconnexions avec les voies de transport à terre (routes, canalisations, trains). Une des difficultés pressenties est le caractère contraint des environnements portuaires.

8.11.6 Les enjeux de sécurité liés à la mobilité aéronautique à l'hydrogène

L'utilisation directe⁶⁶¹ de l'hydrogène comme carburant pour la propulsion des avions en est encore [au stade des prototypes ou des toutes premières démonstrations](#)⁶⁶². Deux voies principales sont envisagées pour faire voler un avion à l'hydrogène^{663,664,665}.

Pour des avions ayant des besoins de puissance modérés, typiquement des avions légers destinés à des vols court-courrier, l'hydrogène serait utilisé en association avec une [pile à combustible](#) (de type PEM ou SOEC), pour alimenter un moteur à propulsion électrique et fournir l'électricité nécessaire aux besoins auxiliaires (électricité à bord, chauffage, etc.). Pour ce type d'avion, l'hydrogène serait stocké sous forme gazeuse (pour les avions les moins puissants) ou liquide.

Pour des avions plus lourds, destinés à des vols moyen-courrier, l'hydrogène serait plutôt utilisé directement dans un moteur à combustion interne pour fournir la puissance de propulsion, et converti en électricité via une PAC pour les besoins auxiliaires. Pour ce type d'avion, l'hydrogène serait stocké uniquement sous forme liquide.

Les risques associés à l'arrivée de l'hydrogène dans le monde de l'aéronautique doivent être analysés à deux niveaux : les risques à bord de l'avion et les risques sur l'aéroport.

A bord de l'avion, les risques sont ceux que l'on retrouve dans de nombreux systèmes terrestres à hydrogène à savoir la [fuite accidentelle](#) et [l'éclatement](#) du réservoir. Les phénomènes dangereux associés peuvent être un [feu torche](#) (en cas d'inflammation immédiate d'une fuite), une [explosion confinée](#) (en cas d'accumulation d'hydrogène et d'inflammation retardée), un [éclatement pneumatique](#) (en cas d'éclatement d'un réservoir d'hydrogène gazeux comprimé) voire un [BLEVE](#) (en cas d'éclatement d'un réservoir d'hydrogène liquide). La différence avec un environnement terrestre étant qu'en vol, des événements même de faible intensité, peuvent avoir des conséquences dramatiques, à savoir la chute de l'avion.

La difficulté de la maîtrise des risques dans un environnement avion provient notamment de :

- la proximité entre le carburant et les passagers ;
- l'impossibilité « d'arrêter le véhicule » et de mettre à l'abri les personnes en cas d'incident ;
- la difficulté d'éteindre une flamme, lorsque celle-ci est initiée, avec le risque que celle-ci agresse thermiquement certains éléments de l'avion ;
- la présence de surfaces chaudes, qui peuvent servir de sources d'inflammation ;
- la possibilité d'agression mécanique d'un équipement par un objet projeté à grande vitesse (pale de turbine, etc.).

⁶⁶¹ Il est aussi possible d'utiliser l'hydrogène de manière indirecte sous forme de [SAF](#).

⁶⁶² France Hydrogène (2021) Fiche 9.4.3 : les applications spatiales et aéronautiques de l'hydrogène https://s3.production.france-hydrogene.org/uploads/sites/4/2021/11/fiche_209.4.3_20-20les_20applications_20spatiales_20et_20a_C3_A9ronautiques_20rev_20mai_20_202021.pdf

⁶⁶³ Adler, E.J. & Martins, J.R.R.A. (2023) Hydrogen-powered aircraft: Fundamental concepts, key technologies, and environmental impacts - Progress in Aerospace Sciences, 141 <https://doi.org/10.1016/j.paerosci.2023.100922>

⁶⁶⁴ Mukhopadhyaya, J. & Rutherford D.(2022) Performance analysis of evolutionary hydrogen-powered aircraft <https://theicct.org/wp-content/uploads/2022/01/LH2-aircraft-white-paper-A4-v4.pdf>

⁶⁶⁵ France Hydrogène (2021) Fiche 5.1.2: turbines aéronautiques et moteurs-fusées à hydrogène https://s3.production.france-hydrogene.org/uploads/sites/4/2021/04/Fiche-5.1.2-Turbines-aeronautiques-et-moteurs-fusees-H2_revavril2021-PM.pdf

L'évaluation de ces risques et l'élaboration de solutions de prévention et de mitigation qui permettraient de rendre le risque acceptable, font l'objet de recherches très actives, notamment dans le cadre du projet ZEROe d'Airbus⁶⁶⁶.

Sur la zone aéroport, les risques liés à l'arrivée de l'hydrogène sont à étudier à plusieurs niveaux : les risques 1- liés à la production de l'hydrogène (pour les aéroports dans lesquels l'hydrogène serait produit sur place), 2- liés au stockage de l'hydrogène (gazeux ou liquide, aérien ou souterrain) en dehors ou dans la zone de l'aéroport, 3- liés à l'acheminement de l'hydrogène jusqu'à l'avion, 4- liés à l'avitaillement de l'avion en hydrogène et 5- liés aux équipements de soutien et aux véhicules de piste (si ceux-ci fonctionnent à l'hydrogène).

Ces questions de sécurité au sol font actuellement l'objet de plusieurs projets de recherche, notamment le projet européen ALRIGH2T⁵⁹⁶, lancé début 2024 ou des projets nationaux financés par le CORAC (Conseil pour la Recherche Aéronautique Civile).

8.11.7 Les enjeux de sécurité liés à la mobilité ferroviaire à l'hydrogène

L'usage de l'hydrogène pour la propulsion des trains est encore peu développé⁶⁶⁷. Les prototypes actuellement en circulation sont des trains à moteur électrique équipés de [réservoirs d'hydrogène gazeux](#) (placés sur le toit), d'une [PAC](#) (convertissant l'hydrogène en électricité) et d'un ensemble de batteries.

Les enjeux de sécurité associés à un éventuel déploiement de ce mode de transport ne sont pas radicalement différents de ceux associés, par exemple, aux bus à hydrogène. Ils résident dans la maîtrise des risques lié au train en circulation, mais aussi en gare (les enjeux humains étant alors potentiellement plus importants), lors du remplissage en hydrogène ou encore, lorsque le train est au centre de dépôt.

⁶⁶⁶ Projet ZEROe <https://www.airbus.com/en/innovation/energy-transition/hydrogen/zeroe>

⁶⁶⁷ CER (2023) Hydrogen propulsion in the European railway sector - Position paper
https://www.cer.be/images/publications/positions/230201_CER_Position_Paper_Hydrogen.pdf

9 SYNTHÈSE ET DÉFIS RESTANT À RELEVÉ

9.1 PREAMBULE

Ce chapitre conclusif constitue à la fois un résumé et un élargissement des éléments présentés dans ce rapport.

Il vise notamment à :

- récapituler les informations essentielles présentées dans les différents chapitres ;
- identifier, sur la base de ces informations, les principaux défis qui restent à relever pour permettre un déploiement sûr et durable de la filière de l'hydrogène ;
- proposer des pistes de travail, notamment de recherche et développement, pour aider à répondre à ces défis.

9.2 QUE FAUT-IL RETENIR DE L'ETAT ACTUEL DE LA FILIERE DE L'HYDROGENE ET DE SES PERSPECTIVES D'EVOLUTION ?

9.2.1 Une forte croissance attendue du marché de l'hydrogène décarboné

L'hydrogène pourrait jouer un rôle important dans la transition énergétique de nombreux pays, en permettant de [décarboner un certain nombre de secteurs difficiles à décarboner](#), dans l'industrie, la mobilité ou la fourniture d'énergie et en offrant, à moyen terme, [une solution de stockage massif de l'électricité](#) issue des énergies renouvelables intermittentes (éolien, solaire).

Malgré les [fortes incertitudes sur les projections du marché](#), la production mondiale d'hydrogène décarboné devrait augmenter fortement et passer de 0,7 Mt en 2023 à environ 25-30 Mt en 2030. La France se place [parmi les pays leaders dans le déploiement de l'hydrogène](#) et espère voir sa production d'hydrogène décarboné passer de 45 kt en 2023 à plus de 1 Mt en 2030.

9.2.2 Une transformation profonde des modes de production, de transport et d'usage de l'hydrogène

Au-delà de la [croissance attendue du marché de l'hydrogène](#), ses modes de production, de transport et d'usage sont amenés à connaître des transformations profondes.

Les [procédés de production actuels de l'hydrogène](#), fortement émetteurs de gaz à effet de serre, devraient progressivement laisser la place à des procédés bas-carbone, basés sur [l'électrolyse de l'eau, le captage, la valorisation et le stockage du CO₂ \(CCUS\)](#) ou [d'autres technologies en devenir](#).

Avec la [dissémination des lieux de production et d'usage](#) et l'intensification des échanges, y compris à l'international, le stockage et le transport de l'hydrogène, aujourd'hui [très limités](#), devraient se développer fortement. En fonction de la quantité et de la distance à parcourir, le transport de l'hydrogène pourrait s'effectuer par divers moyens ([canalisations](#), route, rail, fleuves ou mer) et sous différentes formes ([gazeuse comprimée](#), [liquide](#), sous forme de [molécules dérivées](#) ou fixé sur des [supports liquides \(LHC\)](#) ou [solides](#)).

Pour assurer le stockage, l'expédition et la réception de ces molécules sur les lieux de production, de transit, de distribution et d'usage, des infrastructures devront être déployées : stockages massifs, y compris [souterrains, stations de remplissage](#), etc. La recherche de compacité et de facilité logistique conduira à stocker l'hydrogène gazeux à des pressions de plus en plus élevées (jusqu'à 1000 bar) et à conditionner de nombreux systèmes en conteneurs. Le stockage de l'hydrogène sous forme liquide devrait aussi prendre de l'importance, notamment pour ravitailler les stations de recharge à haute capacité et haut-débit destinées à la mobilité lourde (camions, bateaux, avions).

Les [usages actuels](#) de l'hydrogène, essentiellement destinés au raffinage des produits pétroliers, à la production d'ammoniac, de méthanol et d'acier, devraient se maintenir voire s'amplifier, et servir de levier à la massification de la production d'hydrogène décarboné. En parallèle, de nouvelles applications de l'hydrogène devraient apparaître ou s'intensifier, dans [l'industrie](#), la [mobilité](#) (en particulier la mobilité lourde ou intensive), la [production d'électricité](#) (y compris [hors réseau](#)), ou [la fourniture de chaleur dans les bâtiments](#). L'utilisation de l'hydrogène comme molécule tampon pour faciliter l'équilibrage des réseaux électriques ([power-to-gas-to-power](#)) pourrait également trouver une justification économique à moyen-terme.

9.2.3 Un cadre réglementaire et normatif en pleine évolution

Les activités mettant en œuvre de l'hydrogène sont encadrées, du point de vue de la sécurité, par un ensemble de dispositifs, relevant notamment du Code de l'Environnement ([réglementation ICPE, canalisations à risques, appareils à pression, appareils à gaz](#), etc.), du Code du travail ([réglementation ATEX](#)), des [réglementations européennes de mise sur le marché](#) (directive équipements sous pression, directive sur les matériels ATEX, directive machines, etc.), des [réglementations internationales sur l'homologation des véhicules](#) (par ex. ONU R 134 pour les véhicules routiers), des [réglementations internationales liées au transport de matières dangereuses](#) (ADR, ADN, RID, IATA, IMDG, IGC...) et du [Code minier](#).

Avec [les évolutions actuelles de la filière hydrogène](#), l'ensemble de ces dispositifs réglementaires, et le cadre normatif qui les accompagne, doivent être revus afin d'être mieux adaptés aux nouvelles

technologies et aux nouveaux contextes de mise en œuvre de l'hydrogène. Le travail à réaliser est considérable. Il se mène à la fois au niveau des Etats (par ex. en France dans le cadre du [groupe de travail piloté par la DGPR](#)) et au niveau international (notamment au sein du Comité Technique ISO TC 197).

9.3 QUELS SONT LES RISQUES LIES A L'HYDROGENE ?

9.3.1 Des dangers spécifiques

L'hydrogène a [des propriétés très spécifiques](#). Certaines sont favorables à la sécurité, notamment sa non-toxicité et [sa capacité à se disperser rapidement](#) en cas de rejet en milieu ouvert.

Mais l'hydrogène présente aussi de nombreux dangers, le principal d'entre eux étant son [caractère extrêmement inflammable](#) et sa [vitesse de combustion très rapide](#), qui peut occasionner des explosions violentes.

Une autre particularité de l'hydrogène est sa [capacité à fuir plus facilement que d'autres gaz](#), même à travers de très petites ouvertures, et à [fragiliser les matériaux](#) non spécifiquement conçus pour l'hydrogène. L'hydrogène est également un [gaz très léger](#), qui doit être comprimé à très haute pression (jusqu'à 1000 bar) ou refroidi à très basse température (-253°C) pour être stocké et transporté dans des conditions économiquement viables. Ces conditions de stockage sont sources de dangers.

Enfin, l'hydrogène est invisible, inodore et difficile à odoriser, ce qui le rend [difficile à détecter par simple perception humaine](#). De plus, sa flamme, [bien que très chaude \(~1 800°C\)](#), est quasiment invisible et peu rayonnante ; sans être équipé d'une caméra thermique, il est facile de ne pas voir la flamme et de la traverser.

9.3.2 Deux événements redoutés centraux : la fuite accidentelle et l'éclatement d'un équipement

Au centre de tous les accidents liés à l'hydrogène se trouve une perte de confinement. Celle-ci peut consister en deux types d'événements : une [fuite accidentelle](#) ou [l'éclatement d'un équipement](#).

La fuite accidentelle est une libération inattendue, non souhaitée, d'hydrogène à partir d'un équipement, sans que celui-ci perde totalement son intégrité. La plupart des fuites accidentelles sont de faible débit et sont rapidement diluées dans l'air, de sorte que le mélange hydrogène-air ne dépasse pas, dans un volume significatif, le seuil de concentration en hydrogène à partir duquel le mélange devient inflammable ([LIE](#)). Dans le cas de rejets plus importants, un mélange inflammable de volume important peut se former. Si celui-ci vient à s'enflammer, plusieurs types de phénomènes dangereux peuvent en résulter : un [feu torche](#) (si l'inflammation est [immédiate](#)), un [feu de nuage](#) ou une [explosion non confinée \(UVCE\)](#) (si l'inflammation est [retardée](#) et que le rejet a lieu en milieu ouvert) ou une [explosion confinée \(VCE\)](#) (si l'inflammation est retardée et que le rejet a lieu en milieu confiné). Ces phénomènes s'accompagnent d'effets thermiques et/ou de surpression, qui peuvent avoir de graves conséquences sur l'homme ou sur les structures (Figure 81).

L'autre événement redouté central, moins fréquent mais potentiellement très dommageable, est l'éclatement d'un équipement, c'est-à-dire la perte d'intégrité de son enveloppe et sa ruine complète. Un tel scénario conduit, d'une part, à la libération brutale de l'énergie mécanique accumulée dans l'équipement du fait de la pression ([détente pneumatique](#)) et, d'autre part, à la libération instantanée de l'hydrogène contenu, dont la détente et le mélange avec l'air ambiant peut, en cas d'inflammation, produire une [boule de feu](#) (si l'inflammation est immédiate), un [feu de nuage](#) ou un [UVCE](#) (si l'inflammation est retardée (Figure 83). Au-delà des effets thermiques et de surpression occasionnés, l'éclatement d'un équipement peut entraîner la projection de fragments, à des distances pouvant atteindre plusieurs dizaines de mètres.

9.3.3 Des causes d'accidents relativement communes

Les [causes d'accidents liés à l'hydrogène](#), telles qu'elles se dégagent du [retour d'expérience](#), sont très similaires à celles que l'on retrouve pour d'autres gaz inflammables. En fait, les propriétés de l'hydrogène influent davantage sur la probabilité et sur la gravité potentielle des accidents, que sur la typologie des causes proprement dite.

Ainsi, une [fuite accidentelle](#) d'hydrogène pourra résulter aussi bien d'une défaillance matérielle (matériel inadapté, défaut de conception, défaut de fabrication, fatigue, vieillissement, usure, corrosion), que

d'une erreur opératoire (que ce soit avant la mise en service, en phase opérationnelle ou en maintenance), d'une agression mécanique (charge lourde, impact de véhicule, effet domino mécanique, foudre, mouvement de terrain) ou d'une agression thermique (par ex. un feu sur un équipement ou une installation voisine).

L'[éclatement d'un équipement](#) pourra quant à lui survenir suite à une surpression (sur-remplissage, dérive d'un procédé), une dégradation des propriétés mécaniques de son enveloppe (fatigue, vieillissement, usure, corrosion), une explosion interne (formation accidentelle d'un mélange hydrogène air ou hydrogène-oxygène au sein de l'équipement), une agression mécanique (impact de véhicule, projectile lié à un accident sur un équipement ou une installation proche) ou une agression thermique (feu de véhicule, feu de forêt, etc.).

Le [retour d'expérience](#) montre que les causes d'accidents sont généralement multifactorielles et dans au moins 70% des cas, impliquent des facteurs humains et organisationnels.

9.3.4 Les contextes les plus propices aux accidents

La [répartition des accidents par types d'activités](#) montre que les nouvelles applications de l'hydrogène, notamment liées à la mobilité, recensent une plus forte proportion d'accidents que les secteurs industriels historiques de l'hydrogène (raffinage, industrie chimique, etc.). Cela reflète le caractère encore jeune de ces nouvelles applications.

Il est également constaté que [les activités de laboratoire sont le lieu de nombreux accidents](#). Il faut en retenir que le fait de manipuler de « faibles » quantités d'hydrogène (quelques kilogrammes voire centaines de grammes) ne doit pas dispenser d'une [démarche de maîtrise des risques](#) tout aussi rigoureuse que lorsque l'hydrogène est mis en œuvre dans des quantités industrielles.

Comme dans beaucoup de secteurs de l'industrie, les phases de maintenance ou de redémarrage de systèmes hydrogène sont relativement propices aux accidents. Le [retour d'expérience](#) montre qu'un tiers d'entre eux surviennent au cours de ces phases.

Les [équipements les plus souvent impliqués dans les accidents](#) sont les réservoirs de stockage et les tuyauteries, qui sont aussi les équipements les plus courants dans les systèmes hydrogène. Les compresseurs et les électrolyseurs sont également sources régulières d'accidents.

9.3.5 Des effets d'une intensité extrêmement variable

L'intensité des effets d'un accident lié à une fuite accidentelle d'hydrogène dépend [d'une variété de facteurs](#), parmi lesquels on trouve principalement :

- [le terme source](#) : débit, vitesse, hauteur et orientation du jet, température du jet, qui dépendent eux-mêmes de la pression, de la température opératoire, de la surface et de la forme de la brèche. Ces paramètres peuvent être constants ou varier au cours de la fuite ;
- les conditions ambiantes : circulation de l'air (stable ou turbulente), pression, température ;
- les conditions géométriques : milieu ouvert ou confiné, obstacles, relief, rugosité du sol, etc.
- les conditions d'inflammation : [type](#), énergie et position de la source d'inflammation.

En fonction de ces différents facteurs, les effets des phénomènes dangereux résultants peuvent aller d'effets nuls sur l'homme jusqu'à des effets létaux significatifs sur plusieurs dizaines de mètres. Pour illustration, un [feu torche](#) émanant d'une fuite d'hydrogène à travers une brèche de 10 mm de diamètre et à une pression de 700 bar, peut avoir des effets radiatifs irréversibles à plus de 30 m.

9.3.6 Des conséquences humaines rares mais généralement graves

La plupart des accidents ou incidents liés à l'hydrogène n'ont pas de conséquences humaines, mais lorsque c'est le cas, [celles-ci tendent à être graves](#). En effet, les 251 accidents recensés dans la base [HIAD](#) et ayant impacté des personnes ont conduit à un total de 386 morts et 1 316 blessés, soit en moyenne près de 7 victimes (morts ou blessés) par accident. Cette gravité des conséquences est liée à la cinétique rapide des accidents liés à l'hydrogène, [dont environ la moitié sont des explosions](#).

9.3.7 Une tendance à l'amélioration de la sécurité depuis les années 2010

Plusieurs indicateurs tels que [le nombre d'accidents recensés par million de tonnes produites](#) ou [la mortalité et la morbidité par million de tonnes produites](#) semblent montrer que la sécurité dans la filière de l'hydrogène s'est améliorée depuis le début des années 2010. On peut y voir les effets positifs d'une

montée en maturité des technologies, d'une amélioration du retour d'expérience et de l'enrichissement du cadre réglementaire et normatif à partir de ces années-là.

9.4 COMMENT SECURISER AU MIEUX UN SYSTEME HYDROGENE ?

9.4.1 Adopter une démarche structurée de maîtrise des risques

La maîtrise des risques liés à un système hydrogène, comme celle d'autres systèmes industriels, passe par la mise en œuvre d'une démarche structurée reposant sur trois grands piliers :

- la recherche d'une [sécurité inhérente](#), c'est-à-dire la limitation des risques par la conception ;
- la mise en place de mesures de sécurité fonctionnelle, c'est-à-dire de [barrières de sécurité](#). Ces mesures sont définies après avoir mené une [analyse](#), une [évaluation des risques](#) et une [appréciation de l'acceptabilité du risque](#) ;
- la gestion opérationnelle du système, comportant le [suivi en exploitation](#), le [contrôle et la maintenance préventive](#) des équipements, l'[organisation de la sécurité](#), la [formation](#) et la [préparation aux situations d'urgence](#).

9.4.2 Prévenir le risque de fuites accidentelles

Les fuites accidentelles doivent être maintenues aussi réduites que possible, tant en termes de fréquence que de débit ou de durée.

Pour cela, le système hydrogène doit être conçu de façon à [limiter le nombre de composants vulnérables](#) et à privilégier les raccords soudés aux raccords vissés ou emboîtés. Les composants doivent être [conformes aux exigences de mise sur le marché](#) et les matériaux choisis de telle sorte qu'ils soient [compatibles avec l'hydrogène](#) et ses conditions de mise en œuvre. [L'étanchéité du système doit être vérifiée à certaines étapes clés](#) (par ex. avant sa mise en service) et les [mesures habituelles de lutte contre la corrosion](#) mises en œuvre.

Le risque d'erreur opératoire doit également être limité au maximum, notamment en [suivant des procédures adaptées](#), en utilisant le cas échéant des [détrompeurs](#), en mettant en place des [systèmes anti-arrachement](#) et de manière générale en concevant des systèmes et des interfaces homme-machine ergonomiques.

9.4.3 Prévenir le risque d'éclatement d'équipements

Le risque d'éclatement d'un équipement doit être rendu aussi faible que possible, notamment en utilisant, pour les réservoirs, [des protocoles de remplissage adaptés](#), en [dimensionnant les équipements de telle sorte qu'ils résistent à des surpressions ou à la fatigue](#), en [mettant le système en sécurité en cas de dérive de pression](#), en prévoyant des [dispositifs de décompression](#) (soupapes, disques de rupture) ou des [dispositifs d'isolement](#) (clapets anti-retour) pour éviter tout reflux d'hydrogène de sections à haute pression vers des sections à basse pression.

Il convient également de limiter le risque d'explosion interne, notamment en [évitant toute intrusion d'air](#) dans un équipement contenant de l'hydrogène, en [évitant tout mélange hydrogène-oxygène](#) au sein d'un équipement, en [respectant les bonnes pratiques d'inertage](#), en [dimensionnant si nécessaire les équipements de telle sorte qu'ils résistent aux effets d'une explosion interne](#) ou en prévoyant des [dispositifs d'isolement d'explosion](#) de types arrête-flammes.

9.4.4 Prévenir le risque de fuite accidentelle ou d'éclatement par agression externe

La protection d'un système hydrogène vis-à-vis du risque d'agression externe (mécanique ou thermique) passe d'abord par [l'éloignement des agresseurs potentiels](#), à travers notamment le choix d'implantation (respect de distances minimales d'éloignement), la mise en place de zones réglementées, l'installation de clôtures et le [signalement des dangers liés à la présence d'hydrogène](#).

Dans le cas où un choc ou un feu viendrait néanmoins atteindre un équipement contenant de l'hydrogène, il est possible d'éviter (ou de retarder) la fuite ou l'éclatement de l'équipement par des [mesures de protection physique](#), la [mise en sécurité du système sur détection incendie](#), le [dimensionnement de l'équipement de sorte qu'il résiste aux chocs ou au feu](#), la mise en place de [fusibles thermiques \(TPRD\)](#), ou en utilisant des équipements [conçus pour fuir en cas d'agression thermique \(leak-before-burst\)](#).

9.4.5 Limiter le volume et la concentration du nuage inflammable en cas de fuite

Pour éviter la formation d'un nuage inflammable en cas de rejet accidentel ou pour en limiter le volume et la concentration, une des mesures les plus efficaces est de [placer le système hydrogène à l'air libre](#). Si celui-ci doit être placé en milieu clos, il faut à minima prévoir un [système de ventilation correctement dimensionné](#) et pouvoir [isoler le système sur détection de fuite](#).

Le dispositif de détection de fuites doit faire l'objet d'une [étude de conception](#), dans laquelle seront précisés les scénarios accidentels qu'il vise à détecter, et les actions de sécurité qu'il vise à déclencher pour permettre, dans un délai approprié, d'en prévenir ou d'en limiter les effets. En fonction de ce cahier des charges seront choisis le nombre, l'implantation, la nature et les caractéristiques des capteurs, parmi lesquels pourront figurer des [capteurs de pression](#), des [capteurs de gaz](#), des [capteurs ultrasoniques](#) ou des [détecteurs de flammes](#).

9.4.6 Limiter les sources d'inflammation en cas de fuite

La limitation des sources d'inflammation dans l'environnement d'un système hydrogène passe essentiellement par le respect de la [réglementation ATEX](#), c'est-à-dire la définition de [zones ATEX](#) et le [respect des prescriptions qui s'y rattachent](#), notamment l'utilisation dans ces zones [d'appareils certifiés ATEX](#).

Mais l'inflammation d'une fuite d'hydrogène peut également trouver sa source dans le processus de fuite proprement dit, sans nécessité qu'une source extérieure soit présente. On parle alors [d'inflammation spontanée](#). Les mécanismes sous-jacents à ce phénomène sont encore à l'étude mais on sait, par exemple, que l'électricité statique générée par le frottement de particules solides entraînées dans le jet peut en être une des causes. C'est la raison pour laquelle il convient de [nettoyer régulièrement les systèmes hydrogène](#) pour éviter l'accumulation de telles particules.

9.4.7 Limiter les effets d'accidents potentiels

Dans le cas où une fuite accidentelle viendrait à s'enflammer, il est possible, [par des mesures de conception](#), de limiter les effets du phénomène dangereux résultant (feu ou explosion), par exemple en minimisant la quantité d'hydrogène mise en œuvre, en diluant l'hydrogène avec un gaz inerte, en limitant le diamètre des tuyauteries et des orifices de décharge ou en limitant par conception la pression au sein du système.

Dans le cas où le phénomène résultant est une explosion, il est possible d'en limiter l'intensité en [évitant de placer le système dans un espace confiné ou encombré](#), en [dispersant un agent inhibiteur en cours d'explosion](#) (méthode encore expérimentale), ou si l'explosion a lieu dans une enceinte (conteneur, bâtiment), en [prévoyant des dispositifs de décharge d'explosion](#) (évents d'explosion, surfaces soufflables) afin d'éviter l'éclatement de l'enceinte.

9.4.8 Protéger les enjeux

En cas de fuite accidentelle d'hydrogène occasionnant un feu ou une explosion, ou en cas d'éclatement d'un équipement, des mesures peuvent être prises pour éviter ou limiter les conséquences de ces phénomènes sur les enjeux vulnérables environnants (personnes, biens). La mesure la plus simple est [l'éloignement de ces enjeux](#), notamment par le respect de distances minimales d'éloignement. A défaut, la [mise en place d'obstacles physiques](#) (mur de protection, bunker, etc.) entre le système et ces enjeux ou le [renforcement des structures potentiellement impactées](#) peuvent être envisagés.

La [mise en place de lignes d'évents correctement dimensionnées](#), en mesure d'évacuer tous rejets accidentels vers un lieu sûr, éloigné de tout enjeu, est également une mesure de protection.

9.5 QUELS SONT LES PRINCIPAUX DEFIS RESTANT A RELEVER POUR ASSURER UN DEPLOIEMENT SUR DE L'HYDROGENE ?

9.5.1 Former et sensibiliser l'ensemble des acteurs au risque hydrogène

Les facteurs humains et organisationnels [jouent une part importante dans la genèse des accidents liés à l'hydrogène](#). Parmi ces facteurs, le défaut de formation ou de sensibilisation au risque hydrogène est central dans beaucoup d'accidents.

L'arrivée de nouveaux acteurs sur le marché de l'hydrogène fait de [la formation](#) un des enjeux majeurs du déploiement de la filière. Cette formation doit concerner, à des niveaux adaptés, l'ensemble des acteurs impliqués dans la gestion de la sécurité : décideurs, concepteurs, intégrateurs, opérateurs de systèmes, responsables HSE, techniciens d'exploitation, techniciens de maintenance, etc.

Avec le déploiement de la filière, apparaît un besoin de plus en plus grand de formations certifiantes destinées aux techniciens. Des initiatives dans ce sens sont déjà lancées.

9.5.2 Maintenir une expertise de haut-niveau sur la sécurité de l'hydrogène

[Le développement du marché de l'hydrogène](#) conduit à un nombre croissant d'entreprises ou d'acteurs publics exprimant le besoin d'être accompagnés sur la sécurité de l'hydrogène.

Ce besoin d'expertise est renforcé par le fait que beaucoup de technologies sont innovantes et mettent en œuvre l'hydrogène dans des conditions non standard (très haute pression, températures cryogéniques, etc.) ou dans des environnements non industriels (zones urbaines par exemple). Des études exploratoires, parfois longues et pouvant nécessiter de recourir à des campagnes expérimentales ou au développement de nouveaux modèles phénoménologiques, doivent alors être menées. C'est le cas, par exemple, dans le domaine de [l'hydrogène liquide](#), où des connaissances fondamentales restent à acquérir avant de pouvoir avancer dans un déploiement massif de cette technologie.

Il est donc important que des moyens adéquats, notamment de recherche, soient mobilisés pour « conforter les capacités d'expertise publique » sur la sécurité de l'hydrogène, comme le soulignait en 2022 un rapport commun du CGE et de l'IGEDD⁶⁶⁸.

9.5.3 Encourager la maîtrise du risque par la conception

De nombreux systèmes à hydrogène sont amenés à être déployés dans le domaine public : véhicules, stations-services, générateurs électro-hydrogènes, chaudières collectives, etc. Beaucoup de ces systèmes fonctionneront sans la présence sur place de personnels formés capables d'intervenir rapidement en cas d'incident. La maîtrise des risques devra alors reposer essentiellement sur la conception.

Dans cette perspective, la [sécurité inhérente \(safety-by-design\)](#) est un des enjeux majeurs du déploiement des nouveaux systèmes hydrogène. Des marges de progrès très importantes restent possibles pour mieux sécuriser, par conception, les systèmes hydrogène, que ce soit par la modération des conditions opératoires (pression, débit), la simplification des systèmes, le choix des composants et des matériaux, la mise en place de détrompeurs, la normalisation des systèmes, etc.

Cette recherche de sécurité par la conception doit être encouragée, dès la phase amont de développement des technologies. Elle pourrait par exemple être intégrée, par les instances de financement de la recherche, parmi les critères d'évaluation des projets, quels que soient les niveaux de TRL visés.

9.5.4 Collecter des données de sécurité spécifiques aux systèmes hydrogène

Le plus grand obstacle actuel à l'évaluation des risques liés aux systèmes hydrogène est [la très faible quantité de données disponibles](#) sur la fiabilité des équipements et composants mettant en œuvre de l'hydrogène ou contribuant à leur sécurité. Ce déficit de données [altère grandement la capacité à évaluer, au moins en ordre de grandeur, la probabilité d'occurrence des accidents](#) et peut conduire à des évaluations de risques erronées.

Il est essentiel de profiter des premiers déploiements de systèmes hydrogène sur le territoire pour collecter tout un ensemble de données, quantitatives et qualitatives, en lien avec la sécurité de ces systèmes : pertes de confinement (même mineures), défaillances matérielles, erreurs opératoires, données observées lors de contrôles périodiques, etc.

⁶⁶⁸ Inspection Générale de l'Environnement et du Développement Durable (IGEDD) & Conseil Général de l'Economie (CGE) (2022) Sécurité du développement de la filière hydrogène
https://www.economie.gouv.fr/files/files/directions_services/cge/securite-hydrogene.pdf

Ces données devraient être partagées avec l'ensemble des acteurs de la filière et de la communauté scientifique, le cas échéant en permettant leur anonymisation, afin d'encourager la remontée d'informations. Une base de données de REX spécifique aux équipements et composants hydrogène pourrait ainsi être constituée, à l'instar de [celles mises en place](#) depuis des décennies dans les industries du pétrole, du nucléaire ou de la chimie.

En parallèle de cette collecte de terrain, il serait utile d'engager une vaste campagne d'essais de fiabilité des équipements ou composants les plus couramment mis en œuvre dans les systèmes hydrogène, et d'en remonter également les résultats dans une base de données commune.

9.5.5 Renforcer la coordination des acteurs autour de la sécurité de l'hydrogène

Les nouvelles applications de l'hydrogène s'accompagnent d'un [morcellement de la chaîne de valeur](#), où chaque brique est prise en charge par un acteur différent. Il est ainsi fréquent que l'exploitant d'une installation mettant en œuvre de l'hydrogène accueille sur son site des systèmes (électrolyseurs, compresseurs, stockages, etc.) appartenant à des fournisseurs auxquels il délègue la responsabilité, y compris en matière de sécurité. Le pilotage opérationnel de ces systèmes s'effectue généralement à distance et les alarmes de sécurité sont reportées au fournisseur, dont le délai d'intervention en cas d'incident est d'au moins une à deux heures.

Cette délégation de la gestion des risques à des entreprises extérieures n'est clairement pas souhaitable. Il est important d'enrayer cette tendance, en rappelant que l'exploitant doit disposer d'une connaissance minimale des équipements exploités sur son site, intégrer ces équipements dans l'étude de sécurité liée à son installation, recevoir les alarmes en cas d'incident et disposer de procédures, établies en concertation avec le fournisseur, pour être en mesure de les gérer au premier niveau et d'assurer une coordination avec les services de secours.

9.5.6 Mieux cerner les conditions d'inflammation de fuites accidentelles d'hydrogène

Même si l'hydrogène est un gaz [particulièrement inflammable](#), tous les rejets d'hydrogène ne s'enflamment pas, loin de là. Les approches utilisées dans les évaluations de risques pour estimer la probabilité qu'un rejet accidentel d'hydrogène s'enflamme sont soit très conservatives, considérant la probabilité d'inflammation égale à 1, soit [basées sur des jugements d'experts ou des données génériques peu adaptées à l'hydrogène](#).

Afin d'affiner les évaluations de risques, il est nécessaire de progresser dans la connaissance des conditions dans lesquelles un rejet d'hydrogène s'enflamme. C'est un sujet complexe car l'inflammation, qu'elle soit [immédiate ou retardée](#), liée à une source extérieure ou [spontanée](#), dépend de nombreux facteurs. Une véritable avancée dans ce domaine nécessitera de mobiliser à la fois des approches théoriques, expérimentales et une analyse fine des accidents.

9.5.7 Affiner les modèles de prédiction des effets des accidents

Le déploiement croissant de systèmes hydrogène dans des zones à forts enjeux (urbaines, industrielles ou portuaires) avec la présence éventuelle de publics, oblige à modéliser de plus en plus finement les effets des accidents susceptibles de survenir.

La capacité des outils de modélisation à reproduire les phénomènes accidentels associés à l'hydrogène a beaucoup progressé ces dernières années. Les configurations accidentelles simples ([jet libre](#) par exemple) sont désormais modélisées avec une précision satisfaisante, même si une certaine dispersion demeure entre [les outils de modélisation](#). En revanche, les effets associés à des cas d'accidents plus complexes ([jets impactants](#), milieux encombrés, [fuites de durée limitée](#), etc.) restent difficiles à prédire sans l'utilisation d'approches de type [CFD](#).

Pour limiter le recours à ces outils puissants mais onéreux en termes de ressources, il serait intéressant que la filière dispose de [modèles phénoménologiques](#), accessibles à l'ingénieur, pour approcher de manière raisonnablement conservative les effets d'accidents potentiels, y compris dans des configurations complexes. Le développement et la validation de ces modèles implique la réalisation d'essais à l'échelle réelle.

Au-delà de l'amélioration des modèles proprement dits, la qualité de leur prédiction dépend aussi de la caractérisation de leurs paramètres d'entrée. Un des paramètres essentiels qui conditionnent les effets d'une fuite accidentelle est [le diamètre de la brèche](#). Or, ce paramètre est souvent difficile à estimer. Il existe aujourd'hui un fort besoin de disposer de tailles caractéristiques de brèche pour un large éventail

de scénarios de fuite et de conditions opératoires, spécifiques aux composants couramment déployés dans les systèmes hydrogène. L'établissement de ces tailles de brèche types passe, là aussi, par la réalisation d'essais.

9.5.8 Approfondir les connaissances sur l'hydrogène liquide

Du fait de [sa compacité](#), le stockage et l'usage de l'hydrogène sous forme liquide [est amené à se développer](#), notamment dans la mobilité lourde.

Or, même si la connaissance des processus physiques qui contrôlent les phénomènes accidentels liés à l'hydrogène liquide a beaucoup progressé ces dernières années, il reste un certain nombre de points sur lesquels des recherches demeurent nécessaires pour pouvoir déployer de manière sûre cette technologie.

En particulier, il apparaît important de mieux comprendre, et de mieux savoir modéliser :

- le comportement d'une flamme dans un nuage d'hydrogène à une température de -253°C ;
- les échanges thermiques entre une nappe d'hydrogène liquide et le sol ;
- le processus de liquéfaction et de solidification de certains composés de l'air (oxygène, azote) en contact avec l'hydrogène cryogénique ;
- le phénomène de flash de l'hydrogène liquide en sortie de brèche, notamment l'influence de la taille des gouttelettes sur les effets générés⁶⁶⁹ ;
- les phénomènes de BLEVE et de transition de phase rapide (RPT) (les modèles disponibles spécifiques à l'hydrogène liquide sont encore peu nombreux, avec peu de données expérimentales pour les valider) ;
- la phénoménologie d'une fuite d'hydrogène liquide dans un milieu confiné.

9.5.9 Assurer la sécurité des infrastructures accueillant des véhicules hydrogène

Le fort développement attendu de la [mobilité hydrogène](#) et du [transport de l'hydrogène par la route, la mer, les fleuves ou le rail](#) nécessite de réfléchir à la sécurité des infrastructures dans lesquelles les véhicules utilisant ou transportant de l'hydrogène seront amenés à circuler, à stationner, à s'avitailier ou à livrer de l'hydrogène (ou des molécules dérivées de type ammoniac ou méthanol).

Les infrastructures qui ont pris le plus d'avance sont les [stations de recharge](#) de véhicules terrestres, dont les premières ont été construites au début des années 2000. Des travaux sont toutefois en cours pour adapter le cadre réglementaire et normatif encadrant ces stations aux évolutions d'usage : stations multi-énergies, stations à forte capacité et haut débit de remplissage pour la mobilité lourde, etc.

De plus en plus de [dépôts de véhicules ou de centres de maintenance](#) devront être construits ou adaptés pour accueillir des véhicules à hydrogène (bus, trains, etc.). Les conditions de circulation ou de stationnement de véhicules hydrogène dans les [tunnels ou les parkings souterrains](#) sont encore loin d'être définies. Des travaux prénormatifs restent à mener pour en assurer la sécurité.

Dans le domaine maritime, le transport et la propulsion de navires à l'hydrogène (ou utilisant des molécules dérivées) va nécessiter d'équiper les terminaux portuaires d'infrastructures logistiques pour assurer le stockage de l'hydrogène, son [conditionnement et déconditionnement](#), son avitaillement et son déchargement des navires, ainsi que l'interconnexion avec les transports à terre (canalisations, trains, camions). Les environnements portuaires, qui sont déjà très contraints, laissent augurer [de véritables défis techniques et réglementaires](#) pour y accueillir de l'hydrogène ou de l'ammoniac (molécule hautement toxique) en grandes quantités.

Les aéroports devront également être adaptés à l'arrivée de l'hydrogène, même si la décarbonation du secteur aérien semble prendre davantage le chemin des [SAF \(e-kérosène\)](#) que de l'hydrogène. Si l'hydrogène parvient à trouver sa place parmi les carburants alternatifs dans l'aéronautique, toute sa chaîne logistique, depuis son site de production jusqu'au réservoir de l'avion devra être sécurisée, [en tenant compte de l'environnement également très contraint des aéroports](#).

Il en va de même pour le rail et notamment, la sécurisation des gares de voyageurs, dans l'hypothèse où le [train à hydrogène](#) venait à se déployer largement.

⁶⁶⁹ K. Nakamichi, Y. Kihara, T. Okamura (2008) Observation of liquid hydrogen jet on flashing and evaporation characteristics, Cryogenics 48, 26–30 <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0011227507001245>

9.6 QUELS SONT LES AUTRES DEFIS A RELEVER POUR UN DEPLOIEMENT DURABLE DE L'HYDROGENE ?

9.6.1 Mieux quantifier les émissions diffuses sur la chaîne de valeur de l'hydrogène

Le bénéfice climatique d'une économie de l'hydrogène reste aujourd'hui un point de débat, même si la littérature récente sur le sujet (§ A.1) tend à montrer qu'un déploiement de l'hydrogène décarboné, dans la majorité des hypothèses considérées, reste une solution de décarbonation pertinente.

Un des freins majeurs à une quantification plus précise du bénéfice climatique d'un déploiement de l'hydrogène est l'incertitude sur le taux global d'émissions diffuses⁶⁷⁰ d'hydrogène sur l'ensemble de sa chaîne de valeur. Pour l'heure, on ne dispose que d'une gamme d'estimation très large de ce taux d'émissions pour chaque maillon de la chaîne de valeur (Figure 157).

Il est donc important de poursuivre les recherches pour mieux évaluer ce paramètre, notamment en réalisant des mesures *in situ* et/ou expérimentales des fuites fugitives, en deçà des seuils de détection habituels (définis dans un objectif de sécurité)^{671,672}. A cette fin, des capteurs d'hydrogène sensibles au ppb sont en cours de développement. Des recherches doivent également être menées sur les moyens de limiter ces émissions, en travaillant par exemple sur l'étanchéité des raccords ou sur la réutilisation de l'hydrogène issu des purges.

9.6.2 Améliorer les rendements des technologies hydrogène

Le développement d'une économie de l'hydrogène va nécessiter une très grande quantité d'énergies renouvelables et bas carbone, en plus de celles nécessaires à la décarbonation des autres secteurs de l'économie. Une des raisons de cette dépense énergétique est le faible rendement global de la chaîne de valeur de l'hydrogène.

Si l'on prend, par exemple, le cas d'un véhicule électrique à hydrogène dont l'hydrogène a été produit par électrolyse, l'énergie mécanique restituée par le véhicule ne représente que 20 à 30% de l'énergie initiale (Figure 147a). Ce rendement est très inférieur à celui d'un véhicule à batterie, qui est d'environ 70%. Le même problème de rendement se pose, par exemple, pour le transport d'hydrogène par la mer⁶⁷² (Figure 147b) ou pour le [power-to-gas-to-power](#) (Figure 23).

⁶⁷⁰ Le terme « émissions diffuses » se réfère ici à la terminologie utilisée dans la norme ISO EN 17628. Les émissions diffuses englobent toutes les émissions non canalisées. Sont notamment comprises dans les émissions diffuses : les émissions fugitives d'hydrogène (fuites par perméation, fuites accidentelles), les rejets maîtrisés d'hydrogène (éventages, purges, *boil-off*), les émissions non canalisées liées à une combustion incomplète de l'hydrogène, etc.

⁶⁷¹ Ocko, I. B., & Hamburg, S. P. (2022). Climate consequences of hydrogen emissions. *Atmospheric Chemistry and Physics*, 22(14), 9349-9368. <https://doi.org/10.5194/acp-22-9349-2022>

⁶⁷² Warwick, N., Griffiths, P., Archibald, A., & Pyle, J. (2022). *Atmospheric implications of increased hydrogen use*. https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1067144/atmospheric-implications-of-increased-hydrogen-use.pdf

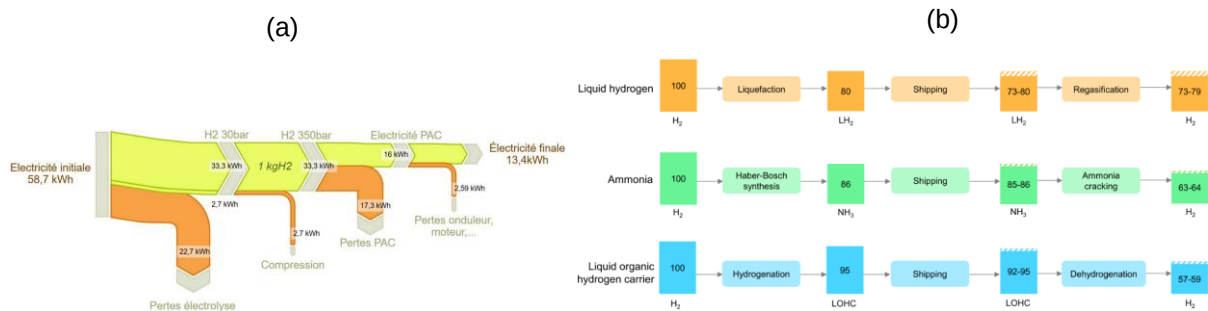


Figure 147 : Illustration des pertes d'énergie associées à la chaîne de valeur de l'hydrogène (a) pertes d'énergie liées à l'utilisation d'1 kg d'hydrogène par un véhicule électrique à hydrogène⁶⁷³ (b) Pertes d'énergie associées au transport d'hydrogène par la mer, pour trois modes de transport, à l'horizon 2030. Les chiffres indiquent l'énergie restante à chaque étape, par rapport à une base initiale de 100²⁴

L'IEA estime que pour atteindre les objectifs de production d'hydrogène décarboné permettant de respecter un scénario de neutralité carbone en 2050, il faudrait qu'à cet horizon, environ 11 400 TWh d'électricité soit dédiés à la production d'hydrogène, soit près de 20% de la production mondiale d'électricité à cet horizon^{674,p 281}. En supposant que tout cet hydrogène soit produit à partir d'énergies renouvelables, il faudrait installer d'ici là une capacité additionnelle de production d'énergies renouvelables d'environ 10 000 GW, soit une augmentation de 10,5% par an jusqu'à cette date (Figure 148a). Cette capacité additionnelle serait moindre dans le scénario où 30% de l'hydrogène serait de l'hydrogène bleu, mais elle reviendrait tout de même à couvrir de panneaux solaires ou d'éoliennes des surfaces très importantes (Figure 148b).

Pour lever, ou en tout cas limiter le potentiel frein, technologique et sociétal, que pourrait constituer ce besoin massif d'énergies renouvelables ou bas carbone, des recherches sont en cours pour améliorer le rendement des technologies de l'hydrogène sur l'ensemble de la chaîne de valeur. L'électrolyse haute température (SOEC) en est un exemple.

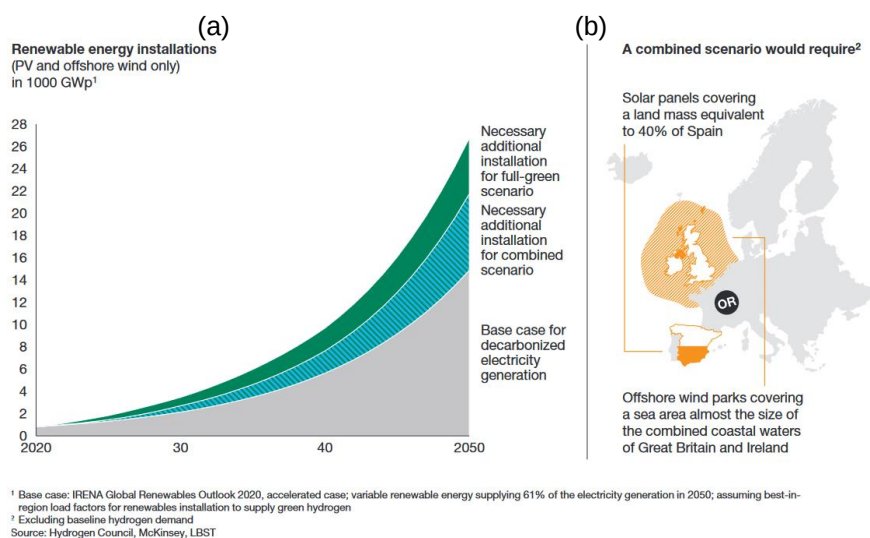


Figure 148 : A gauche : Capacités de production d'énergies renouvelables supplémentaires nécessaires dans le scénario d'un déploiement d'hydrogène vert et dans celui d'un déploiement combiné d'hydrogène vert et d'hydrogène bleu. A droite : surface supplémentaire nécessaire au déploiement de panneaux solaires ou d'éoliennes dans le scénario combiné (vert et bleu)²⁵.

⁶⁷³ Sacher, P. (2020). Rendement de la chaîne hydrogène https://www.connaissancedesenergies.org/sites/default/files/pdf-pt-vue/rendement-chaîne-h2_fiche-technique-02-2020.pdf

⁶⁷⁴ IEA (2022) World energy Outlook 2022 <https://iea.blob.core.windows.net/assets/830fe099-5530-48f2-a7c1-11f35d510983/WorldEnergyOutlook2022.pdf>

9.6.3 Limiter les impacts environnementaux d'un déploiement de l'hydrogène

Une des conditions de la soutenabilité d'une nouvelle filière énergétique est que celle-ci ait le moins d'impacts possibles sur l'environnement. L'état de la littérature, dont une synthèse est fournie en Annexe (§ A.2) montre qu'un déploiement massif de l'hydrogène aurait des impacts très contrastés, certains positifs, d'autres plus négatifs, sur la santé et l'environnement.

Le développement des applications hydrogène, notamment dans le domaine de la mobilité, aurait des impacts globalement positifs en termes de réduction des nuisances sonores et d'amélioration de la qualité de l'air dans les villes.

Toutefois, l'utilisation de l'hydrogène en combustion directe peut produire des oxydes d'azote (NO_x) et [les émissions diffuses d'hydrogène dans la troposphère](#) tendent à augmenter la durée de vie du méthane. Or les NO_x et le méthane sont des précurseurs de l'ozone et les NO_x sont par ailleurs précurseurs d'aérosols secondaires inorganiques. Les NO_x, les particules et l'ozone sont des polluants atmosphériques respectivement ciblés par la Directive européenne sur la qualité de l'air ambiant^{675,676} et différents accords internationaux de réduction des émissions⁶⁷⁷. Il est à noter que les valeurs limites d'expositions préconisées par l'OMS concernant le NO₂ et l'ozone sont régulièrement dépassées en France, du fait de la difficulté de mitiger ces polluants^{677,678}.

En ce qui concerne les autres attributs environnementaux, des questions demeurent autour des ressources en eau nécessaires à la production d'hydrogène, des ressources en matières premières nécessaires à la fabrication de certains équipements (électrolyseurs, piles à combustibles, etc.) ou de l'impact sur le foncier du déploiement d'une énergie beaucoup moins compacte que les hydrocarbures. Ces questions, comme celle de la présence éventuelle de substances chimiques, telles que par exemple les PFAS, dans certains composants, dépassent largement le cadre de l'hydrogène et se posent pour bon nombre de technologies envisagées pour la transition énergétique.

9.6.4 Intégrer les risques et les impacts environnementaux dans les stratégies de transition des territoires

Les décideurs publics et les acteurs de l'énergie sont aujourd'hui face à des choix cruciaux quant à la manière d'engager et de planifier la transition énergétique des territoires, tant à l'échelle européenne que nationale, régionale ou locale. Les investissements à réaliser sont colossaux et les choix à effectuer structureront ces territoires pour des décennies. L'hydrogène est une des options sur la table, en complément ou en concurrence parfois, avec d'autres technologies (batteries, biocarburants, e-carburants, etc.). Chaque option présente ses intérêts et ses inconvénients, et pour chacune d'entre elles, plusieurs scénarios de déploiement peuvent être envisagés.

Pour rationaliser ces choix, il est utile de s'appuyer sur des méthodes d'aide à la décision (analyses coût-bénéfice, analyses multicritères, etc.). Elles permettent d'évaluer la soutenabilité de chaque alternative, en intégrant leurs coûts et leurs bénéfices, analysés sur l'ensemble de la chaîne de valeur et en cycle de vie, selon un ensemble de critères qui sont généralement des critères énergétiques, climatiques, économiques et sociaux^{28,679}. Il est rare que les critères de sécurité (sécurité du public, sécurité des travailleurs) et d'impacts environnementaux au sens large (émissions de polluants, utilisation des ressources en eau, utilisation des matériaux, occupation des sols, etc.), soient intégrés dans ces analyses à l'échelle territoriale.

Compte-tenu de leur importance pour la pérennité et [l'acceptabilité sociétale de l'hydrogène](#), tout comme celles des autres technologies de la transition énergétique, il serait souhaitable que les risques accidentels, sanitaires et environnementaux soient également intégrés dans ces approches.

⁶⁷⁵ Directive 2008/50/CE du 21 mai 2008 concernant la qualité de l'air ambiant et un air pur pour l'Europe
<https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000018984836/>

⁶⁷⁶ [Qualité de l'air: le Conseil donne son feu vert définitif pour renforcer les normes dans l'UE - Consilium](#)

⁶⁷⁷ Citepa, 2024. Rapport Secten – Emissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques 1990-2023.

⁶⁷⁸ <https://www.ineris.fr/fr/risques/dossiers-thematiques/qualite-air/qualite-air-ambiant/pollution-atmospherique-ozone>

⁶⁷⁹ Cantuarias-Villessuzanne, C., Weinberger, B., Roses, L., Vignes, A., & Brignon, J.-M. (2016). Social cost-benefit analysis of hydrogen mobility in Europe. International Journal of Hydrogen Energy, 41(42), 19304-19311.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.07.213>

Des méthodologies sont en cours de développement, dans le cadre de projets de recherche (AIDHY⁶⁸⁰, IMAGHYNE⁶⁸¹), pour intégrer ces composantes dans des outils d'aide à la décision du déploiement de l'hydrogène dans les territoires. Ces projets visent aussi à définir des indicateurs de performance, notamment en matière de sécurité et d'environnement, de l'option énergétique choisie au fil de son déploiement.

9.6.5 Une perception sociétale positive mais fragile de l'hydrogène

Les attentes, les questionnements ou les préoccupations de la société civile vis-à-vis des promesses ou des défis d'une solution technologique peuvent jouer un rôle majeur, d'accélérateur ou de frein, dans le devenir d'une nouvelle filière énergétique.

Les enquêtes d'opinion menées à propos de l'hydrogène, tant à l'échelle française^{682,683}, européenne⁶⁸⁴ que mondiale⁶⁸⁵ montrent que le public a une perception globalement positive de l'hydrogène. Parmi les personnes qui se sentent suffisamment informées pour émettre une opinion, 85%⁶⁸⁶ en ont une image positive (Figure 149). L'hydrogène est spontanément associé à une « énergie décarbonée », ayant un « impact relativement faible sur l'environnement » (plus fort néanmoins que le solaire, l'éolien ou l'hydroélectricité) et pouvant « représenter une solution d'avenir », notamment dans la mobilité.

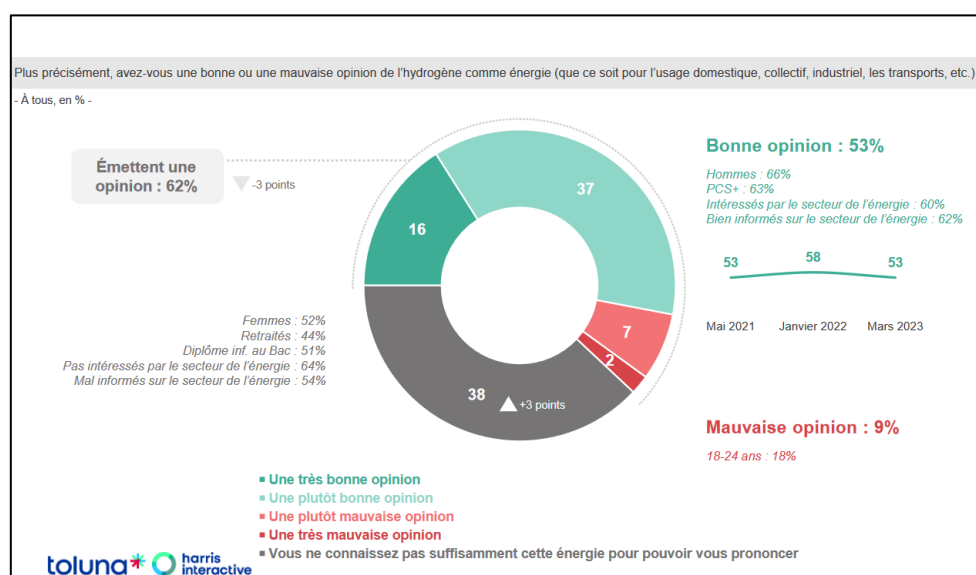


Figure 149 : Image de l'hydrogène dans l'opinion française en 2023⁶⁸²

Une analyse détaillée des résultats d'enquête montre toutefois que cette image repose sur une connaissance assez limitée de l'hydrogène. En France, à peine un tiers des personnes interrogées

⁶⁸⁰ Projet PEPR AIDHY : <https://www.pepr-hydrogene.fr/projets/activites-transverses/>

⁶⁸¹ Projet IMAGHYNE <https://www.auvergnerhonealpes.fr/actualites/la-region-presente-imaghyne-le-projet-de-grande-vallee-hydrogene>

⁶⁸² Lévy, J.-D., Hauser, M., & Broc, R. (2023). *Baromètre vague 3, Édition 2023, mars*. https://assets.ctfassets.net/ztehsn2qe34u/2MfWmrrZiEDd7x9bXJfJZN/ac4d5fc0e19fe797582d0b3bae2fa0f8/Rapport_Toluna_Harris_-_Les_Fran_ais_et_l-hydrog_ne_-_Barom_tre_2023_Ter_ga_.pdf

⁶⁸³ Barbier, L., & Agnoletti, M.-F. (2023). Are French people ready to accept hydrogen underground storage? An answer through the distance from object model. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(52), 19792-19802. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.02.077>

⁶⁸⁴ Clean Hydrogen Partnership (2023). *Awareness of hydrogen technologies: Survey Report*. https://www.clean-hydrogen.europa.eu/system/files/2023-07/5359%20Report_PublicOpinionSurvey_en.pdf

⁶⁸⁵ Bosch. (2023). *Tech Compass 2023*.

⁶⁸⁶ Ce chiffre est obtenu en rapportant le pourcentage de personnes qui ont une bonne opinion de l'hydrogène (53%) à celui des personnes qui expriment une opinion sur l'hydrogène (62%).

affirme en avoir une vision précise, la moitié en ont entendu parler sans savoir précisément ce dont il s'agit, et 15% n'en ont jamais entendu parler⁶⁸².

A l'échelle locale, les remontées sont quelque peu différentes de l'opinion formulée en population générale. Certains acteurs⁶⁸⁷, riverains ou associations^{688,689} expriment des craintes lors de la présentation des projets. Les remarques portent notamment sur le risque d'explosion, la consommation d'eau, le faible rendement énergétique, l'occupation du sol, ou encore le coût. En 2023, au Royaume-Uni, un projet de distribution d'hydrogène pour le chauffage d'un village de 2 000 habitants a dû être annulé à la suite d'une opposition locale⁶⁹⁰.

Cette différence de perception des risques à l'échelle locale n'est pas spécifique à l'hydrogène et renvoie aux problématiques générales de territorialisation de la transition énergétique^{691,692} et d'évolution du regard de nombre d'acteurs de la société civile à l'égard du concept de « progrès technique »⁶⁹³.

La perception sociétale de l'hydrogène est donc fragile et doit inciter les gestionnaires de projets à mettre au sommet de leurs priorités la sécurité et l'environnement, dont la préservation est au cœur des préoccupations des populations lorsque sont abordées les questions de renouveau énergétique et industriel.

⁶⁸⁷ Nouailles-Mayeur, A. (2022). Gouvernance des risques dans les territoires dans le contexte de la Transition Énergétique Le vecteur hydrogène (Ineris-204518-2724422). Ineris.

⁶⁸⁸ Dupuis, N. (2019). L'acceptabilité sociale de l'hydrogène et son processus de co-construction, un enjeu pour la transition énergétique dans les territoires. E.D. n, 297.

⁶⁸⁹ Turmel, F. G. R. (2021). Doit-on s'attendre à un refus du déploiement de l'hydrogène ? Dynamique territoriale et transition énergétique. 12.

⁶⁹⁰ <https://www.hvnplus.co.uk/news/whitby-no-longer-under-consideration-to-host-uk-hydrogen-village-13-07-2023/>

⁶⁹¹ Chailleux, S., Hourcade R. (2021) Politiques locales de l'énergie : un renouveau sous contrainte. *Natures, sciences, sociétés*, 29. <https://doi.org/10.1051/nss/2021018>

⁶⁹² Laurent, B., Violle, A. (2024). The territorialisation of industry in times of transition: ecosystems, infrastructures and hubs in the green hydrogen sector. *Journal of environmental policy & planning*. <https://doi.org/10.1080/1523908X.2024.2324425>

⁶⁹³ Jarrige, F. (2019) De l'innovation héroïque au Technocène. Réflexions sur l'histoire des techniques à l'ère des crises écologiques. *Critical hermeneutics*, 3, 1, <https://ojs.unica.it/index.php/ecch/article/view/3879/3431>

Annexe 1 LES ENJEUX CLIMATIQUES ET ENVIRONNEMENTAUX DE L'HYDROGENE

A.1. QUEL EST L'ÉTAT DES REFLEXIONS SUR LE BÉNÉFICE CLIMATIQUE D'UN DÉPLOIEMENT DE L'HYDROGÈNE ?

A.1.1. Des estimations encore incertaines et dépendantes des méthodologies utilisées

Les politiques de soutien de l'hydrogène décarboné ont pour visée principale de lutter contre le changement climatique. Dès lors, il est important, pour le décideur public, de disposer d'une estimation du bénéfice climatique pouvant être attendu d'une transition vers l'hydrogène de certains secteurs de l'économie.

La réponse à cette question n'est pas triviale car elle nécessite d'abord, pour chaque secteur, de faire des hypothèses sur la manière dont la transition vers l'hydrogène s'opérerait (rythme de déploiement, modes de production, de stockage, de transport, d'usage, etc.) puis de faire un bilan comparatif entre les émissions de GES générées par cette nouvelle chaîne de valeur et celles générées sans changement de technologie (scénario *business as usual*) ou en appliquant des solutions alternatives de décarbonation. Ce bilan peut être réalisé en s'appuyant sur la méthode d'analyse en cycle de vie (ACV)⁶⁹⁴. Ce n'est qu'une fois cette comparaison effectuée pour l'ensemble des secteurs d'activité potentiellement convertibles à l'hydrogène que l'on peut être en mesure d'estimer le bénéfice espéré d'une transition à l'hydrogène sur le plan climatique.

Les études publiées sur ce sujet n'apportent, pour la plupart, que des réponses partielles à cette question. En effet, elles ne portent bien souvent que sur un secteur d'activité particulier, ou sur une seule zone géographique. D'autre part, pour un secteur défini, elles se basent sur des scénarios de déploiement de l'hydrogène très différents en termes de procédés de production, de modes de transport ou d'usages. Les hypothèses de modélisation rattachées à ces scénarios (contenu carbone de l'électricité utilisée pour l'électrolyse, taux de captage du CO₂, taux de recyclage des véhicules en fin de vie, etc.) sont également très variables d'une étude à l'autre.

Par ailleurs, le périmètre de ces études est souvent partiel et elles n'estiment, dans beaucoup de cas, que les émissions liées à la phase de production de l'hydrogène. Rares sont les études qui font une analyse « du puits à la roue », c'est-à-dire sur l'ensemble de la chaîne de valeur (Figure 150). La profondeur d'analyse est également variable : beaucoup d'études ne prennent pas en compte les émissions indirectes liées à l'approvisionnement en énergie ou celles liées au CAPEX, or celles-ci ne sont pas toujours négligeables. Les [émissions diffuses d'hydrogène](#)⁶⁷⁰, dont l'effet indirect sur le climat est aujourd'hui reconnu, ne sont quasiment jamais prises en compte dans les analyses. Enfin, la métrique utilisée pour caractériser l'effet climatique des émissions est variable d'une étude à l'autre (PRG₂₀, PRG₁₀₀, etc.). Le Tableau 43 récapitule l'ensemble des facteurs qui influent sur les résultats des ACV.

Cette forte dépendance des résultats des études publiées aux scénarios et aux hypothèses choisies, font qu'il demeure aujourd'hui une large incertitude sur la quantification du bénéfice climatique d'un déploiement à grande échelle de l'hydrogène. Les sections suivantes tentent néanmoins de récapituler les principaux éléments qui ressortent des études récentes publiées sur le sujet.

⁶⁹⁴ L'ACV est une démarche normalisée (ISO 14040 à 14044) consistant à faire l'inventaire des intrants et extrants associés au cycle de vie d'un produit et à en évaluer les impacts environnementaux potentiels

Facteurs de variabilité des ACV	
Cadre de l'étude	Secteur d'activité considéré Zone géographique considérée Horizon de temps considéré : présent, 2030, 2050
Scénario de déploiement de l'hydrogène	Procédés de production (vert, bleu, jaune, etc.) Modes de transport (routier, maritime...) et forme (gaz, liquide, NH ₃ ...) Scénarios d'usage (PAC ou combustion, H ₂ pur ou en mélange, etc.)
Hypothèses de modélisation rattachées au scénario	Contenu carbone de l'électricité utilisée pour l'électrolyse Taux de captage du CO ₂ dans le cas du CCUS (60%, 90%, 95%, 99%) Taux d'émissions fugitives d'hydrogène Puissance du véhicule, kilométrage par an, etc. Taux de recyclage des matériaux du véhicule en fin de vie, etc.
Périmètre d'étude	Analyse "du puits à la porte de l'usine" (<i>well-to-gate</i>) Analyse "du puits au point de livraison" (<i>well-to-tank</i>) Analyse "du puits à la roue" (<i>well-to-wheel</i>)
Profondeur d'analyse	Prise en compte ou non des émissions liées à l'apport d'énergie Prise en compte (ou non) des émissions liées au CAPEX : fabrication, maintenance et fin de vie (y compris le recyclage) des équipements Prise en compte ou non des émissions fugitives d'hydrogène
Métrique utilisée	Pouvoir de réchauffement global à 100 ans ⁶⁹⁵ (PRG ₁₀₀) Pouvoir de réchauffement global à 20 ans (PRG ₂₀)

Tableau 43 : Facteurs de variabilité des ACV relatives à la filière hydrogène

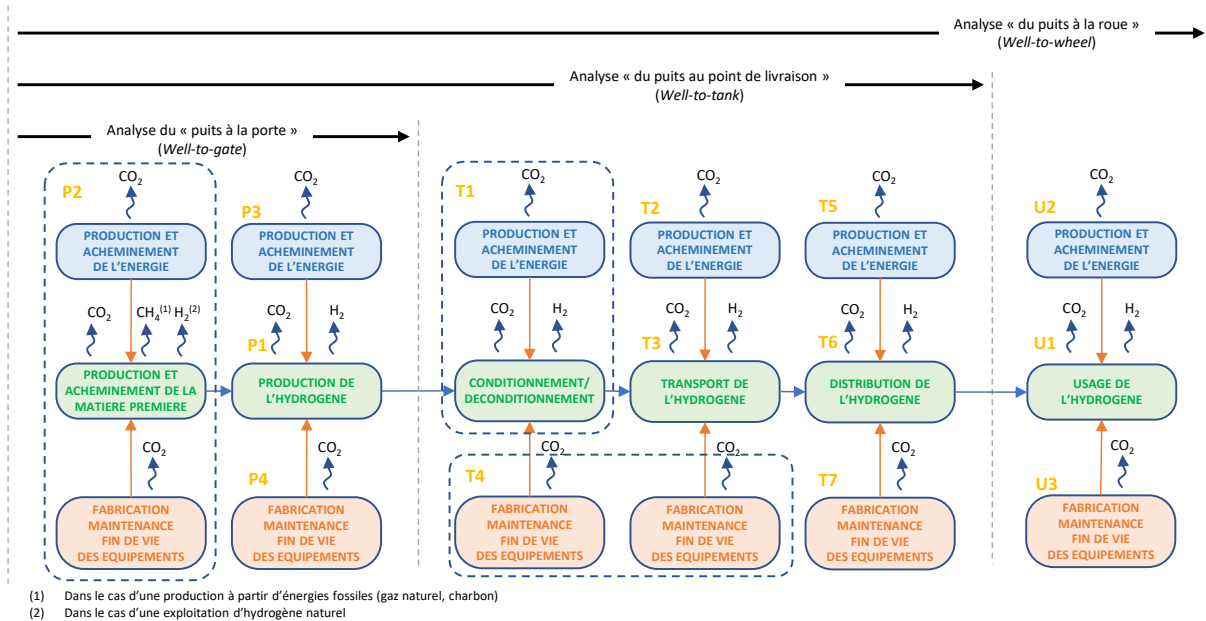


Figure 150 : Les principales sources d'émissions de gaz à effet de serre (directes et indirectes) le long de la chaîne de valeur de l'hydrogène

⁶⁹⁵ Période de référence prise par le GIEC

A.1.2. L'empreinte carbone de la production d'hydrogène

Le maillon de la chaîne de valeur de l'hydrogène sur lequel les émissions de GES ont été les plus étudiées et les mieux quantifiées est celui de la production. Il est toutefois à noter que la plupart de ces études, dont les résultats sont reportés ci-après, ne tiennent pas compte des effets indirects sur le climat liés aux émissions diffuses d'hydrogène (cf. § A.1.5).

Les [procédés actuels de production de l'hydrogène](#) sont fortement émetteurs de gaz à effets de serre. Parmi ces procédés, c'est la gazéification du charbon (hydrogène noir, cf. Figure 2) qui est le plus impactant pour le climat, avec en moyenne 23 kg CO₂éq émis par kilogramme d'hydrogène produit²⁰. Le vaporeformage du gaz naturel (hydrogène gris), procédé le plus utilisé (Figure 1), émet en moyenne 11 kg CO₂éq/kg H₂ à l'échelle mondiale²⁰. Cette valeur est la même en France : 11,1 kg CO₂éq/kg H₂¹⁹. Notons que pour respecter la trajectoire de neutralité carbone en 2050 (scénario NZE de l'IEA), le facteur d'émission moyen associé à la production d'hydrogène devra descendre en dessous de 1 kg CO₂éq/kg H₂ d'ici 2050⁶⁹⁶.

L'empreinte carbone associée à la production d'hydrogène gris ou noir provient majoritairement des émissions directes (P1 sur la Figure 150)²⁰. Les émissions amont liées à la production et à l'acheminement du gaz naturel ou du charbon jusqu'au site de production d'hydrogène (P2) peut toutefois représenter un poids significatif en cas de transport sur de longues distances, du fait des émissions fugitives de méthane⁶⁹⁷ (voir scénario n°2 sur la Figure 151). A l'échelle mondiale, ces émissions amont sont estimées représenter entre 1 et 5 kg CO₂éq/kg H₂²⁰, soit entre 10 et 40% du poids carbone total de la production d'hydrogène. En France, ces émissions amont sont estimées à 1,7 CO₂éq/kg H₂ (soit 15% du poids carbone de l'hydrogène gris) et sont principalement générées hors de France¹⁹.

⁶⁹⁶ IEA. (2021). *Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector*. International Energy Agency. https://iea.blob.core.windows.net/assets/7ebafc81-74ed-412b-9c60-5cc32c8396e4/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector-SummaryforPolicyMakers_CORR.pdf

⁶⁹⁷ Les taux d'émissions fugitives de méthane sont très variables selon les pays : ils peuvent varier de 0,05% en Norvège à plus de 3% aux Etats-Unis¹⁹

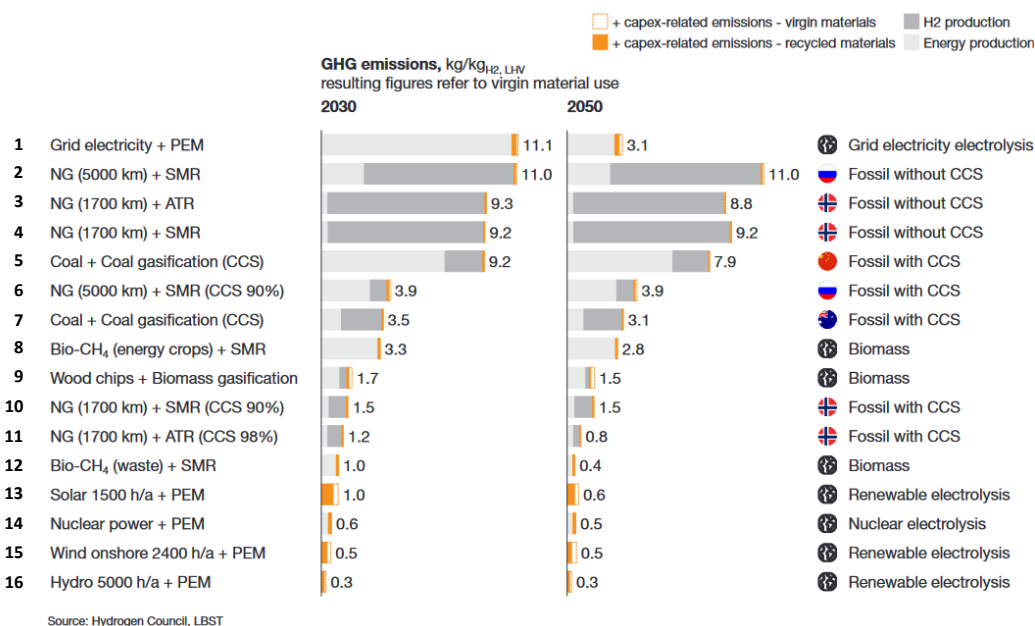


Figure 151 : Facteurs d'émissions associés à différents scénarios de production d'hydrogène aux horizons 2030 et 2050⁶⁹⁸. En gris foncé les émissions directes liées à la production de l'hydrogène, en gris clair les émissions indirectes liées à l'approvisionnement en énergie source et en orange les émissions liées au CAPEX. Les symboles à droite indiquent la zone géographique supposée de l'énergie source : Russie (gaz naturel), Norvège (gaz naturel), Chine (charbon), Australie (charbon), Monde (électricité réseau, biomasse, biométhane, solaire, nucléaire, éolien, hydroélectrique)

Le procédé de captage du CO₂ (hydrogène bleu) permet de réduire de manière importante le poids carbone de l'hydrogène produit (voir scénarios n°6, 7, 10 et 11 sur la Figure 151)⁶⁹⁹. Néanmoins, celui-ci reste globalement supérieur à celui de l'hydrogène vert (scénarios n°12 à 16 sur la Figure 151). Les modélisations montrent que des conditions optimales doivent être réunies^{27,20,700} pour que l'hydrogène bleu passe sous le seuil des 3,38 kg CO₂éq/kg H₂ fixé par l'UE pour être qualifié d'hydrogène bas carbone³ : taux de captage du CO₂ très élevé (supérieur à 95%), faible taux d'émissions fugitives de méthane (moins de 1%) et faible distance d'approvisionnement des hydrocarbures en amont, faible taux d'impureté du gaz naturel, faible taux de fuite du stockage de CO₂ (moins de 0,01%), utilisation des meilleures technologies et pratiques disponibles, etc.

Le CCUS n'est donc pas, de manière générale, l'option la plus efficace pour décarboner l'hydrogène, à moins qu'il soit associé à un procédé de production d'hydrogène à partir de biomasse (par gazéification ou par vaporeformage de biométhane). Il permet alors d'atteindre des facteurs d'émission très bas, voire négatifs, en raison du fait que dans ce cas, une partie du CO₂ est retiré du cycle naturel du carbone²⁰. Les quantités d'hydrogène pouvant être produites par ce procédé sont toutefois assez limitées, compte-tenu de la forte pression sur les ressources en biomasse¹⁹.

Concernant l'électrolyse de l'eau, son caractère plus ou moins vertueux dépend essentiellement du contenu carbone de l'électricité utilisée (P3 sur la Figure 150). Si celle-ci provient du réseau (hydrogène jaune), le poids carbone de l'hydrogène produit peut être plus élevé que celui de l'hydrogène gris. A l'échelle mondiale, le poids carbone de l'hydrogène jaune est de 24 kg CO₂éq/kg H₂²⁰. Il n'y a que dans les rares pays où le mix électrique est peu carboné (comme en France, en Suède ou en Norvège) que l'hydrogène jaune peut avoir une faible intensité carbone. Ainsi, en France, le poids carbone de

⁶⁹⁸ Hydrogen Council. (2021). *Hydrogen decarbonization pathways: A life-cycle assessment* <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/04/Hydrogen-Council-Report-Decarbonization-Pathways-Part-1-Lifecycle-Assessment.pdf>

⁶⁹⁹ C'est souvent le bénéfice apporté par le CCS, et non le CCU, qui est évalué dans les modélisations. Sachant qu'il est moins intéressant, sur le plan climatique, de valoriser le CO₂ (CCU) que de le stocker définitivement (CCS).

⁷⁰⁰ Howarth, R., & Jacobson, M. (2021). *How Green is Blue Hydrogen?* <https://doi.org/10.1002/ese3.956>

l'hydrogène jaune est d'environ 2,8 kg CO₂éq/kg H₂¹⁹ et répond donc au critère européen de définition d'un hydrogène bas carbone³.

De manière générale, c'est avec de l'électricité issue d'énergies renouvelables (hydrogène vert) que la production d'hydrogène par électrolyse est la plus vertueuse. Le facteur d'émission le plus bas, en moyenne mondiale, est obtenu avec de l'électricité provenant d'énergie hydraulique (0,3 kg CO₂éq/kg H₂)²⁵ puis avec celle issue de l'éolien (entre 0,5 et 1,5 kg CO₂éq/kg H₂)^{20,25}, et enfin celle issue du solaire (entre 1,0 et 2,5 kg CO₂éq/kg H₂)^{20,25,26}. En France, l'hydrogène issu du mix 100% renouvelable a une intensité carbone de l'ordre de 1,6 kg CO₂éq/kg H₂²⁶.

Les émissions liées à la production d'hydrogène vert sont essentiellement liées au CAPEX, c'est-à-dire à la fabrication, à la maintenance et à la fin de vie des équipements (P4 sur la Figure 150) : panneaux solaires, éoliennes, etc. (Figure 151). C'est donc dans l'écoconception et le recyclage en fin de vie que résident les principales voies de réduction de l'empreinte carbone liée à ces procédés.

Concernant les [autres procédés de production d'hydrogène décarboné](#) (hors électrolyse et CCUS), leur bilan carbone a été moins bien étudié, du fait de leur maturité moins avancée. Les procédés utilisant la biomasse (gazéification ou vaporeformage de biométhane) affichent des émissions plutôt faibles (entre 1 et 3,5 kg CO₂éq/kg H₂)²⁶, surtout si la biomasse provient de déchets et non de cultures (comparer les scénarios 8 et 12 sur la Figure 151). Les procédés de production utilisant des cycles thermochimiques apparaissent également intéressants sur le plan climatique (entre 0,5 et 2 kg CO₂éq/kg H₂)²⁸. La technique de pyrolyse du méthane semble plus contrastée (entre 2 et 9 kg CO₂éq/kg H₂)²⁸. Enfin, les premières estimations concernant l'extraction d'hydrogène naturel conduisent à un facteur d'émission inférieur à 1 kg CO₂éq/kg H₂²⁹.

A.1.3. L'empreinte carbone du transport de l'hydrogène

Demain, [le transport de l'hydrogène sera beaucoup plus fréquent et réalisé sur des distances plus importantes qu'aujourd'hui](#). Or, cette phase de transport, parfois négligée dans les ACV, peut avoir un poids important dans l'empreinte carbone de la chaîne de valeur de l'hydrogène. De plus, les estimations reportées ci-après ne tiennent pas compte des effets indirects sur le climat liés aux émissions diffuses d'hydrogène (cf. § A.1.5).

Les émissions de CO₂éq liées au transport comprennent principalement 1- les émissions liées aux opérations de conditionnement/déconditionnement de l'hydrogène aux points de départ et d'arrivée (T1 sur la Figure 150), 2- les émissions liées à l'approvisionnement de l'énergie (carburant, électricité) utilisée pour la propulsion du véhicule de transport (camion, train, navire, bateau) ou pour la compression du gaz dans le cas d'un transport par canalisation (T2 sur la Figure 150) et 3- les émissions directes liées au transport proprement dit (T3 sur la Figure 150)⁷⁰¹.

La Figure 152 illustre la contribution de ces différentes composantes dans le cas d'un transport d'hydrogène par la mer. La valeur à l'origine, sur le graphique, indique le poids carbone des procédés de conditionnement/déconditionnement, tandis que la pente des courbes exprime le facteur d'émissions lié au carburant utilisé, c'est-à-dire les émissions directes liées à sa combustion et celles liées à son approvisionnement. On constate que les opérations de liquéfaction/évaporation de l'hydrogène ont un moindre coût carbone (autour de 0,3 kg CO₂éq/kg H₂) que celles d'une conversion/craquage en ammoniac (1,0 kg CO₂éq/kg H₂) ou de l'hydrogénation/déshydrogénation d'un LOHC (environ 1,3 kg CO₂éq/kg H₂). On constate également que plus la distance parcourue est importante, plus le choix du carburant (bas carbone ou non) impacte le poids carbone du transport. Dans le cas le plus défavorable (utilisation d'un carburant marin classique) le poids carbone du transport peut atteindre entre 2 et 4 kg CO₂éq/kg H₂ pour 10 000 km parcourus.

⁷⁰¹ Les émissions liées à la fabrication, la maintenance et la fin de vie des équipements (T4 sur la Figure 150) sont généralement négligeables sur ce maillon de la chaîne de valeur

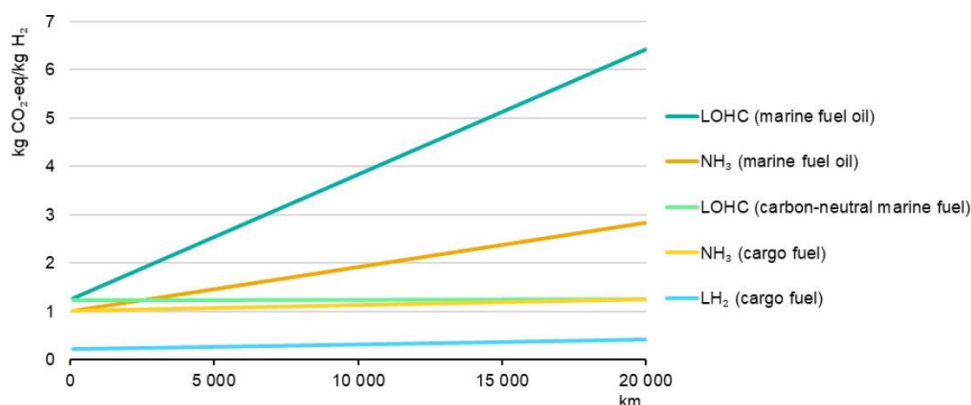


Figure 152 : Facteur d'émission lié au transport d'hydrogène par tanker²⁰

Par la route, la Figure 153 indique qu'il y a un bénéfice important, sur le plan climatique, à transporter l'hydrogène gazeux à 500 bar plutôt qu'à 200 bar²⁶. Mais quelle que soit la pression, sur des distances longues (> 500 km), le transport d'hydrogène par la route devient très coûteux sur le plan climatique. Pour 500 km parcourus, le poids carbone est de 1,5 kg CO₂éq/kg H₂ à 500 bar et de 5,5 kg CO₂éq/kg H₂ à 200 bar. Notons que dans cette simulation, le camion qui transporte l'hydrogène est supposé être à motorisation diesel. Pour des transports terrestres à longue distance (> 500 km), il est pertinent d'envisager d'autres options de transport : par le train ou par la route en utilisant un carburant bas carbone (hydrogène ou bioGNL) ou en stockant l'hydrogène sous forme liquide.

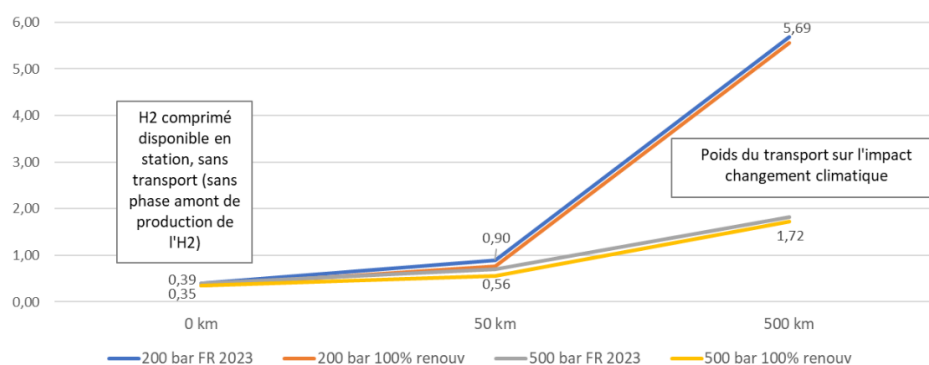


Figure 153 : Facteur d'émission lié au transport d'hydrogène gazeux par camion²⁶

Par canalisation, les émissions de CO₂éq sont principalement liées aux opérations de compression²⁰. C'est donc l'intensité carbone de l'électricité utilisée (T2 sur la Figure 150) qui détermine l'empreinte carbone de ce mode de transport. Pour en donner une estimation, le transport d'1kg d'hydrogène par une canalisation de 48 pouces nécessite environ 3,6 kWh d'électricité pour 10 000 km parcourus²⁰. Avec une électricité ayant une intensité carbone de 300g CO₂éq/kWh (ordre de grandeur de la moyenne européenne), le facteur d'émission résultant est de 1 kg CO₂éq/kg H₂. En France, l'intensité carbone de l'électricité étant beaucoup plus basse (60 CO₂éq/kWh en 2022⁷⁰²), le poids carbone du transport d'hydrogène par canalisation devient négligeable (0,2 kg CO₂éq/kg H₂ pour 10 000 km parcourus).

Enfin, la phase de distribution de l'hydrogène en station de recharge a un impact carbone relativement faible. En France, il a été estimé à environ 0,2 kg CO₂éq/kg H₂²⁶. Celui-ci est principalement lié à la compression pour porter l'hydrogène à 700 bar (T5 sur la Figure 150), les émissions directes (T6) et celles liés aux équipements (T7) étant nulles ou négligeables.

⁷⁰² <https://youmatter.world/fr/co2-kwh-electricite-france-mix-electrique>

A.1.4. Bilan comparatif des émissions de gaz à effets de serre avec et sans hydrogène

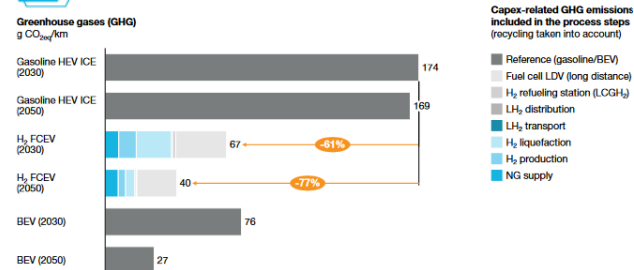
Pour évaluer le bénéfice, sur le plan climatique, d'une conversion énergétique d'un secteur d'activité à l'hydrogène, il faut comparer, en prenant en compte l'ensemble de la chaîne de valeur concernée (de la production jusqu'à utilisation), l'empreinte carbone associée aux technologies hydrogène envisagées avec celles associées aux technologies qu'elles remplacent (généralement basées sur les hydrocarbures) ou éventuellement, avec celles d'autres technologies de décarbonation (conversion à l'électricité par exemple). Cette comparaison des bilans de gaz à effet de serre doit s'effectuer à production énergétique égale et autant que possible, à service rendu égal pour l'utilisateur. Elle peut s'appuyer sur la méthode ACV, en tenant compte des émissions directes et indirectes (Figure 150).

Pour les applications utilisant déjà de l'hydrogène ([usages traditionnels de l'hydrogène](#)), la comparaison entre la solution envisagée (utilisation d'hydrogène décarboné) et la solution actuelle (utilisation d'hydrogène carboné) est assez facile puisque les différences ne portent que sur les phases de production et de transport. En revanche, pour les secteurs d'activité où l'hydrogène n'est pas (ou peu) utilisé aujourd'hui (par exemple la motorisation des poids-lourds), la comparaison en ACV est plus complexe car elle doit aussi intégrer l'ensemble des modifications nécessaires à une conversion d'usage vers l'hydrogène (modifications du châssis et de l'habitacle, intégration d'une pile à combustible, intégration de réservoirs d'hydrogène, etc.).

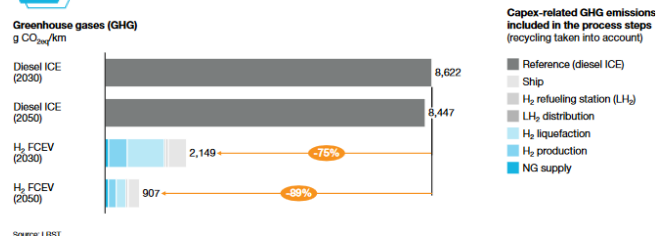
L'*Hydrogen Council*²⁵ a étudié en ACV huit scénarios de conversion à l'hydrogène de différents secteurs d'activité, représentatifs de projets réels dans différentes régions du monde (Figure 154). Cette étude a montré qu'une conversion à l'hydrogène de ces secteurs permettrait de réduire leurs émissions de GES entre 61 et 91% à l'horizon 2030 et entre 77 et 96% en 2050. Les réductions les plus importantes sont obtenues avec de l'hydrogène renouvelable (scénarios 4 à 6 sur la Figure 154). Il est toutefois à noter que ces estimations ne tiennent pas compte des effets indirects sur le climat liés aux émissions diffuses d'hydrogène (cf. § A.1.5).

	Origin region	Destination region	Energy production	H ₂ production	H ₂ conversion	H ₂ transport, distribution	H ₂ application	Alternatives
1	Australia	East Asia	Natural gas	ATR + CCS	LH ₂	LH ₂ shipping (9,000 km)	Light-duty vehicles (e.g., fleets)	Gasoline ICE BEV
2	Scandinavia	Scandinavia	Natural gas	ATR + CSS	LH ₂	LH ₂ trucking (100 km)	Shipping (e.g., cruise ship)	Diesel ICE
3	North/West Europe	North/West Europe	Natural gas	ATR + CCS	–	H ₂ pipeline network	Industrial heat (e.g. boiler/furnace)	Natural gas
4	Middle East	East Asia	Natural gas	ATR + CCS	NH ₃ synthesis	NH ₃ shipping (12,000 km)	Central power generation	Natural gas
5	North America	North America	Wind + solar	Central EL	NH ₃ synthesis	NH ₃ shipping (2,000 km)	Fertilizer	Natural gas
6	China	China	Solar	Central EL	–	H ₂ pipeline (2,500 km)	Buses	Diesel ICE
7	USA	USA	Wind + solar	On-site/ Decentral EL	–	Refueling station	Trucks	Diesel ICE
8	West/Central Europe	West/Central Europe	Offshore wind	On-site/ Decentral EL	–	–	Steel plant (DRI + EAF)	Steel plant (BF + BOF)

1 Long-distance passenger cars in East Asia, using imported blue hydrogen



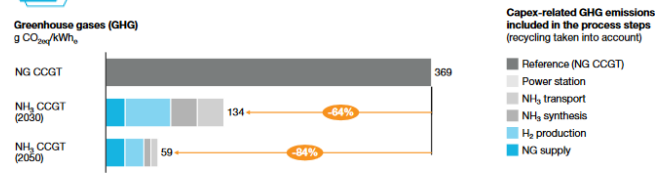
2 Ships fueled with Norwegian blue hydrogen



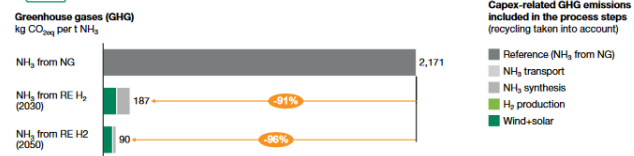
3 Industrial heat from blue hydrogen in Northern Europe



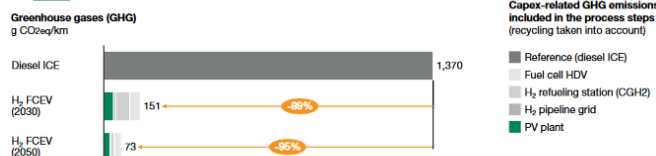
4 Blue hydrogen use in East Asian power generation



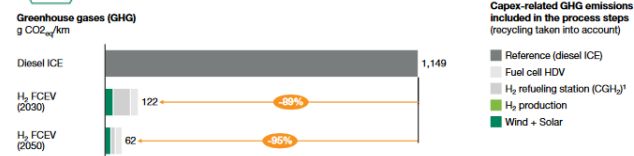
5 Ammonia fertilizer from green hydrogen



6 Buses fueled with green hydrogen



7 Heavy-duty trucks fueled with green hydrogen



8 Green steel production in Western Europe

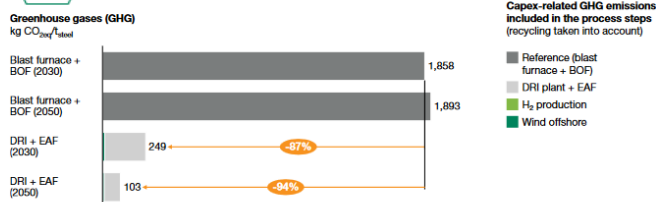


Figure 154 : Réduction des émissions à moyen (2030) et long-terme (2050) associée à huit scénarios de conversion à l'hydrogène, inspirés de projets réels engagés ou annoncés²⁵

Dans le contexte français, l'IFPEN, dans une étude ACV consacrée aux véhicules lourds à hydrogène⁷⁰³, a montré qu'une conversion à l'hydrogène de poids lourds de 44 tonnes et de bus articulés de 18 m permettait une réduction des émissions de GES de l'ordre de 50% en cas d'utilisation d'hydrogène jaune (provenant du mix électrique français) et de 80% en cas d'utilisation d'hydrogène vert, par rapport à leur analogue diesel.

L'ADEME, dans une étude ACV consacrée aux véhicules légers professionnels²⁶, a évalué à près de deux-tiers la réduction des émissions carbone liée à l'usage d'un utilitaire alimenté à l'hydrogène électrolytique (jaune ou vert) par rapport à celui d'un véhicule analogue diesel (Figure 155). Une réduction du même ordre est obtenue pour une berline de segment D²⁶.

Pour ce type d'usage très diffus de l'hydrogène (mobilité légère), l'essentiel de l'empreinte carbone est liée à la fabrication et à la fin de vie du véhicule, la production de l'hydrogène ne représentant que 1/4 à 1/3 de l'empreinte carbone globale (Figure 155). Pour optimiser le potentiel de décarbonation des véhicules hydrogène, il est donc important de poursuivre les recherches sur l'allègement du poids des véhicules, sur l'écoconception et sur le recyclage en fin de vie.

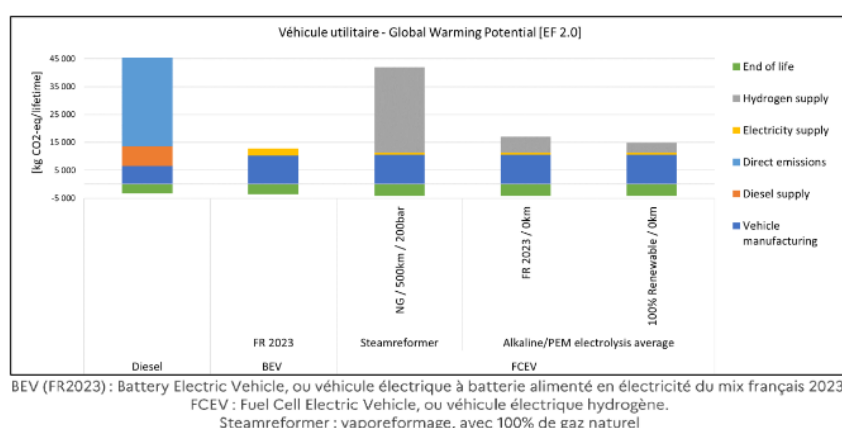


Figure 155 : Emissions de gaz à effet de serre d'un véhicule utilitaire en France en 2023⁷⁰⁴

A.1.5. Les émissions diffuses d'hydrogène peuvent-elle remettre en cause son intérêt sur le plan climatique ?

L'hydrogène n'a pas d'effet de serre direct mais en réagissant avec les radicaux hydroxyles (OH), il se substitue à certaines espèces qui habituellement réagissent avec ces radicaux, notamment le méthane (CH₄), dont il contribue ainsi à augmenter la durée de vie dans l'atmosphère. La réaction de l'hydrogène avec les radicaux hydroxyles contribue également à augmenter la concentration d'ozone (O₃) dans la troposphère et la concentration en vapeur d'eau dans la stratosphère (Figure 156). Or, le méthane, l'ozone troposphérique et la vapeur d'eau stratosphérique sont de puissants gaz à effets de serre. Une augmentation de la concentration d'hydrogène dans l'atmosphère a donc un pouvoir réchauffant indirect⁷⁰⁵.

⁷⁰³ Loszka M., Martin R., Guyon O., Leduc P. (2022), TranpLHyn : Transports lourds fonctionnant à l'hydrogène, IFP Energies nouvelles. <https://www.ifpenergiesnouvelles.fr/sites/ifpen.fr/files/inline-images/tranplhyn-synthese.pdf>

⁷⁰⁴ ADEME (2021) Développer l'hydrogène renouvelable et bas carbone. <https://librairie.ademe.fr/cadic/6208/hydrogene-renouvelable-bas-carbone-011390.pdf>

⁷⁰⁵ Hauglustaine, D., Paulot, F., Collins, W., Derwent, R., Sand, M., & Boucher, O. (2022). Climate benefit of a future hydrogen economy. *Communications Earth & Environment*, 3(1), 295. <https://doi.org/10.1038/s43247-022-00626-z>

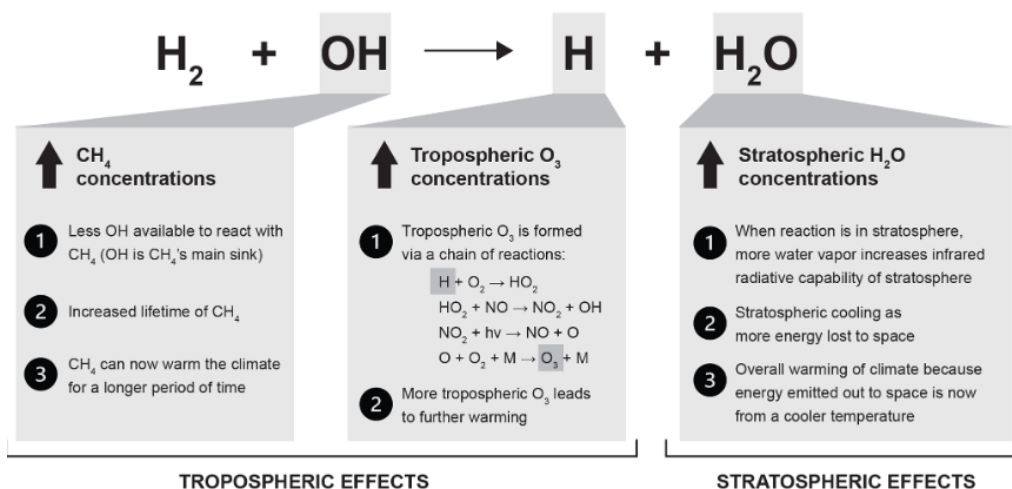


Figure 156 : Effets des émissions diffuses d'hydrogène sur la concentration en gaz à effets de serre de l'atmosphère et sur le réchauffement climatique⁶⁷¹

Le développement de la filière de l'hydrogène conduira nécessairement à une augmentation des émissions diffuses d'hydrogène⁶⁷⁰. Une question importante est de savoir si ces émissions diffuses auront un impact significatif sur le climat et si cet impact pourrait remettre en cause (ou altérer significativement) le bénéfice climatique apporté par l'hydrogène comme solution de décarbonation.

L'impact climatique des émissions diffuses d'hydrogène dépend principalement de deux facteurs : 1- le taux global d'émissions diffuses qui sera associé à une future économie de l'hydrogène et 2- le pouvoir de réchauffement global (PRG) de l'hydrogène. Pour répondre à la question précédente, il faut donc évaluer chacun de ces facteurs.

En ce qui concerne le taux global d'émissions diffuses d'hydrogène, la filière manque de retour d'expérience pour en avoir une estimation précise. De plus, en ce qui concerne les fuites, les seuils de détection actuels sont prévus pour détecter des fuites accidentelles et non des émissions fugitives⁶⁷⁰ de très faible concentration à proximité des sources. A défaut de retour d'expérience, l'approche la plus courante consiste à extrapoler les données d'émissions diffuses de méthane. Cette extrapolation est délicate car il existe de nombreux facteurs qui différencient le méthane et l'hydrogène, certains arguant en faveur d'une minoration, d'autres en faveur d'une majoration des fuites d'hydrogène, par rapport aux fuites de méthane.

En ce qui concerne les arguments qui penchent vers une minoration des fuites d'hydrogène, il peut être relevé qu'une part importante des fuites de méthane provient de la production et de l'acheminement du gaz naturel, ce qui ne concerne pas l'hydrogène électrolytique. Le prix de l'hydrogène étant plus élevé que celui du méthane, il devrait également inciter les exploitants d'infrastructures gazières à minimiser les fuites d'hydrogène⁷⁰⁶. A l'inverse, en faveur d'une majoration des fuites d'hydrogène, il peut être relevé que l'hydrogène est une molécule très petite, qui a une propension à fuir plus facilement que le méthane et qui a un effet fragilisant sur certains matériaux. De plus, du fait de sa faible densité, la pression de transport de l'hydrogène dans les canalisations devrait être supérieure à celle du méthane, ce qui favorisera les fuites. Enfin, même si les émissions de méthane liées à la production et à l'acheminement de gaz naturel n'existent pas pour l'hydrogène électrolytique, la production d'hydrogène par électrolyse donne lieu elle aussi à des émissions importantes, liées notamment aux purges et à l'événage (Figure 157).

En conséquence, il demeure une forte incertitude sur le taux d'émissions global associé à une future filière de l'hydrogène. Ce taux d'émissions est estimé entre 1% (scénarios optimistes) et 10% (scénarios pessimistes)⁶⁷¹. Les taux d'émissions associés à certains maillons technologiques de la chaîne de valeur

⁷⁰⁶ France Hydrogène (2022), Note de décryptage : Les fuites d'hydrogène et leur impact potentiel sur le climat <https://www.france-hydrogene.org/publication/note-de-decryptage-les-fuites-dhydrogene-et-leur-impact-potentiel-sur-le-climat/>

de l'hydrogène ont été estimés par plusieurs auteurs⁷⁰⁷. La Figure 157 présente une synthèse des résultats obtenus. Cette figure illustre la variabilité des taux d'émissions estimés, selon les auteurs et les méthodes utilisées.

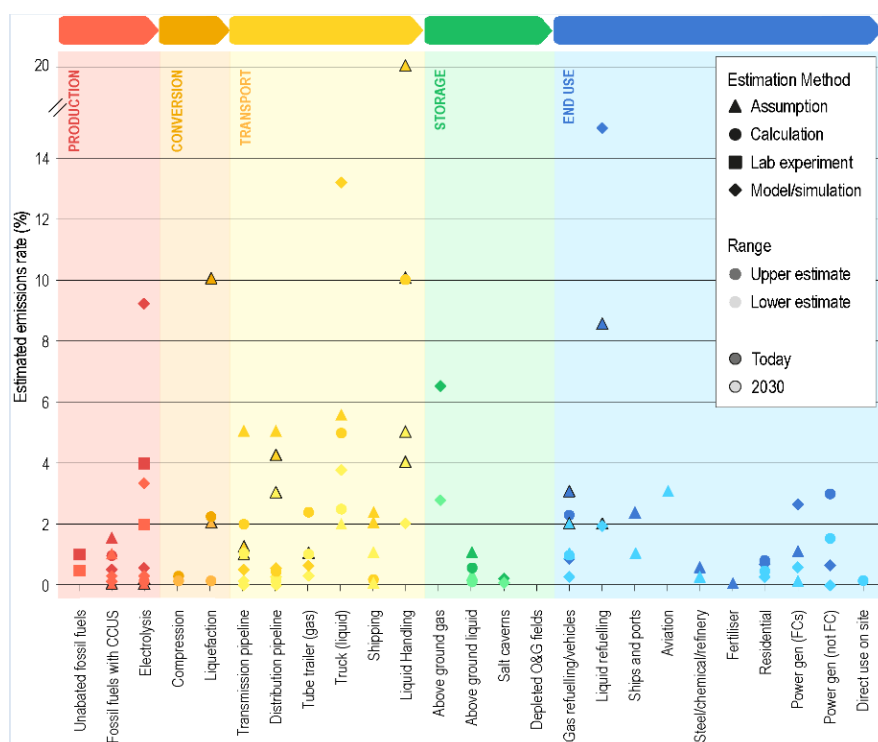


Figure 157 : Synthèse bibliographique des taux d'émissions fugitives d'hydrogène estimés pour différents maillons de la chaîne de valeur de l'hydrogène⁷⁰⁸

Le pouvoir de réchauffement global (PRG) de l'hydrogène est beaucoup mieux estimé que le taux global d'émissions diffuses, même si sa gamme d'incertitude dépend de l'échelle de temps considérée⁶⁷¹. Sur une période de 100 ans, les études les plus récentes donnent les estimations suivantes pour le PRG de l'hydrogène : 11 ± 5 , $12,8 \pm 5,2$ ⁷⁰⁵, $11,6 \pm 2,8$ ⁷⁰⁹ et 12 ± 6 ⁷¹⁰ (on rappelle qu'il est d'environ 28 pour le méthane). Sur 20 ans, ces études aboutissent à un PRG₂₀ de 33 ± 13 ⁶⁷² et 40 ± 24 ⁷⁰⁵ (il est de 81 pour le méthane). Du fait que la durée de vie de l'hydrogène dans l'atmosphère est courte (2,5 ans⁷⁰⁵) et que les ambitions de réduction des émissions fixées dans les stratégies gouvernementales visent un horizon de temps proche (2050), il apparaît légitime de considérer un PRG sur 20 ans (PRG₂₀) plutôt que sur 100 ans (PRG₁₀₀)⁷⁰⁵.

En prenant en compte les émissions diffuses d'hydrogène, les ACV récentes menées sur divers scénarios de déploiement de l'hydrogène montrent que dans la plupart des hypothèses, l'impact négatif lié à ces émissions n'est pas suffisant pour annuler le bénéfice climatique d'une transition à l'hydrogène^{671,705}. Ce bénéfice demeure d'autant plus important que l'hydrogène est produit à partir d'énergies renouvelables (Figure 158a). Dans ce cas, même en considérant un PRG sur 20 ans et un taux d'émissions diffuses d'hydrogène de 5%, le bénéfice climatique d'une transition à l'hydrogène reste

⁷⁰⁷ Frazer-Nash Consultancy. (2022). *Fugitive hydrogen emissions in a future hydrogen economy*. <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/624ec79cd3bf7f600d4055d1/fugitive-hydrogen-emissions-future-hydrogen-economy.pdf>

⁷⁰⁸ Esquivel-Elizondo, S. (2023) Wide range in estimates of hydrogen emissions from infrastructure <https://www.frontiersin.org/journals/energy-research/articles/10.3389/fenrg.2023.1207208/pdf?isPublishedV2=false>

⁷⁰⁹ Sand, M., Skeie, R. B., Sandstad, M., Krishnan, S., Myhre, G., Bryant, H., Derwent, R., Hauglustaine, D., Paulot, F., Prather, M., & Stevenson, D. (2023). A multi-model assessment of the Global Warming Potential of hydrogen. *Communications Earth & Environment*, 4(1), Art. 1. <https://doi.org/10.1038/s43247-023-00857-8>

⁷¹⁰ Warwick et al. (2023) Atmospheric composition and climate impacts of a future hydrogen economy, *Atmospheric Chemistry and Physics*, 23, 20 <https://acp.copernicus.org/articles/23/13451/2023/acp-23-13451-2023.pdf>

4 fois supérieur à l'effet négatif lié aux émissions diffuses. En revanche, si la production d'hydrogène est composée d'une proportion significative d'hydrogène bleu (comme dans l'exemple de la Figure 158b où il est supposé représenter 30% de l'hydrogène produit en 2050), le bénéfice d'une transition à l'hydrogène est considérablement diminué, voire annulé (si on considère par exemple un PRG sur 20 ans et un taux de fuite supérieur à 5%). En effet, l'hydrogène bleu est largement pénalisé par les émissions diffuses de CH₄ et de CO₂ en amont production.

Par conséquent, si l'hydrogène produit est constitué principalement d'hydrogène vert, et en dépit des incertitudes qui existent sur les paramètres de ces modélisations, les émissions diffuses d'hydrogène ne semblent pas, pour l'heure, invalider la pertinence d'un déploiement de la filière hydrogène. En revanche, elles semblent sérieusement compromettre les modèles de développement basés sur une production importante d'hydrogène bleu. Il faut noter que ces résultats sont basés sur des modélisations à l'échelle globale et tous segments d'activité confondus. Ils ne dispensent pas d'une analyse plus spécifique propre à chaque segment, région ou projet.

Les émissions diffuses d'hydrogène semblent en tout cas pouvoir influencer sur le bénéfice environnemental d'un déploiement de l'hydrogène. Aussi, la communauté scientifique s'accorde pour dire qu'il est important de poursuivre les recherches sur ce sujet, afin de préciser, d'une part, le taux d'émissions global et d'autre part, le PRG de l'hydrogène.

En particulier, les taux de fuite associés aux différentes technologies de production, de stockage, de transport et d'usage de l'hydrogène devront être précisés, par des données de terrain et/ou expérimentales, en mesurant les fuites en deçà des seuils de sécurité. Il n'existe pas encore de technologies commercialement disponibles mais plusieurs projets sont en cours pour développer des capteurs sensibles au ppb^{711,712,713,714}. Il est également recommandé d'identifier les mesures de réduction possibles de ces émissions à chaque maillon de la chaîne de valeur de l'hydrogène. Par exemple, travailler sur l'étanchéité des raccords ou pour l'électrolyse, étudier la possibilité de récupérer l'hydrogène émis lors des purges.

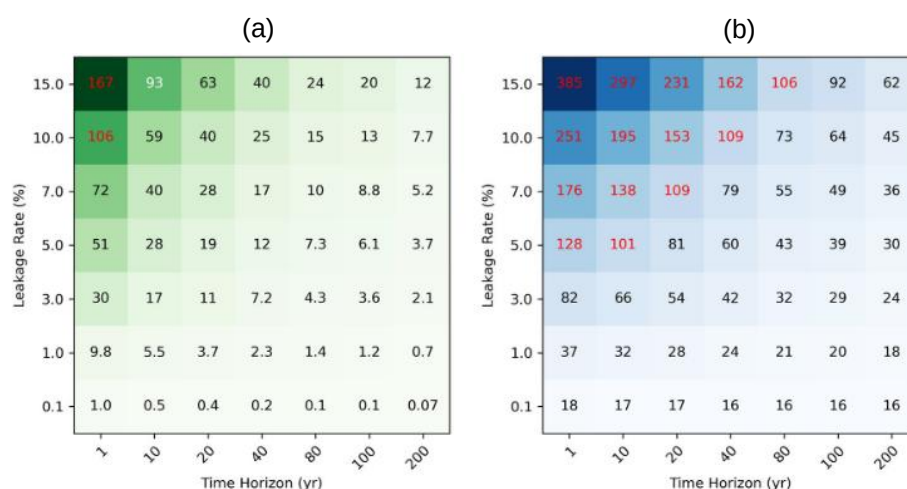


Figure 158 : Rapport (en pourcentage) entre la quantité équivalente de CO₂ émise à l'atmosphère par les émissions diffuses d'hydrogène et la quantité équivalente de CO₂ évitée du fait d'un déploiement à grande échelle de l'hydrogène, en fonction du taux de fuite et de la période sur laquelle le Pouvoir de Réchauffement Global (PRG) est estimé. Deux scénarios de déploiement de l'hydrogène sont étudiés : (a) cas où l'hydrogène produit est 100% vert (b) cas où l'hydrogène produit est un mix d'hydrogène vert (à 70%) et d'hydrogène bleu (à 30%)⁷⁰⁵.

⁷¹¹ Westra, I.M. (2024) Detection of regional industrial H₂ emissions using an active Aircore and a high-precision GC-PDHID system, EGU, Vienne, 14-19 avril <https://meetingorganizer.copernicus.org/EGU24/EGU24-10067.html>

⁷¹² Aerodyne Research (2023) <https://www.edf.org/media/climate-concerns-about-hydrogen-energy-grow-new-tech-unveiled-ceraweb-delivers-unprecedented>

⁷¹³ NETL (2023) <https://netl.doe.gov/node/12415>

⁷¹⁴ Projet OPTHYCS <https://cordis.europa.eu/project/id/101101415>

A.2. QUEL EST L'ÉTAT DES REFLEXIONS SUR LES AUTRES IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX DE L'HYDROGÈNE ?

Au-delà de son [intérêt sur le plan climatique](#), une économie de l'hydrogène ne pourra se développer durablement que si ses impacts sanitaires et environnementaux sont limités et considérés comme acceptables. L'état de la littérature montre qu'un déploiement massif de l'hydrogène aurait des impacts très contrastés, certains positifs, d'autres plus négatifs, sur la santé et l'environnement. Un aperçu des réflexions actuelles sur le sujet est présenté ci-après.

A.2.1. Les nuisances sonores

La réduction des nuisances sonores, notamment dans les environnements urbains, est un des atouts des technologies hydrogène, dans le cas où celles-ci utilisent une [pile à combustible](#) pour convertir l'énergie de l'hydrogène en électricité. C'est le cas de la plupart des véhicules légers (berlines, utilitaires) mais aussi des bus, des générateurs électriques à hydrogène ou des engins de chantiers à hydrogène. A l'instar des véhicules et machines électriques à batteries, l'hydrogène offre alors un confort à la fois pour les utilisateurs et pour les riverains.

En revanche, pour les applications utilisant l'hydrogène dans des moteurs à combustion interne (mobilité lourde), il n'y a pas de gain à attendre, sur le plan acoustique, d'un moteur à hydrogène par rapport à son équivalent diesel.

Notons que les installations hydrogène qui relèvent de la [réglementation ICPE](#) sont réglementées du point de vue des nuisances sonores⁷¹⁵.

Le principal inconvénient de l'hydrogène sur le plan acoustique est le fort bruit émis en cas de fuite, supérieur à celui émis lors d'une fuite de méthane. Cette particularité est liée à la petite taille de sa molécule et aux fortes pressions de mise en œuvre. Le bruit émis peut dépasser les 140 dB⁷¹⁶ et aller jusqu'à provoquer des dommages acoustiques à des personnes situées dans un environnement proche.

A.2.2. La qualité de l'air

Les technologies hydrogène, lorsqu'elles utilisent une [pile à combustible](#) pour convertir l'énergie de l'hydrogène en électricité (véhicules légers, bus, générateurs électro-hydrogène, engins de chantiers), sont sans émissions directes⁷¹⁷ et donc, contribuent à améliorer significativement la qualité de l'air, notamment dans les villes, par rapport à des technologies à base d'hydrocarbures. L'hydrogène offre dans ce domaine les mêmes avantages que les technologies électriques à batteries.

Il n'en va pas exactement de même lorsque l'hydrogène est utilisé en combustion directe (moteurs à combustion interne, fours, brûleurs, turbines, etc.). En effet, à partir d'une température d'environ 1000°C, la combustion de l'hydrogène dans l'air émet une quantité significative d'oxydes d'azote (NO_x)^{718, 719, 720}. A titre d'exemple, pour un poids-lourd actuel de 44 tonnes à moteur à combustion interne d'hydrogène, les émissions de NO_x sont de l'ordre de 100 mg/km⁷⁰³, c'est-à-dire du même ordre de grandeur que pour un poids lourd diesel⁷²¹.

La production de ces NO_x dits « thermiques » est favorisée lorsque le mélange hydrogène-air est proche de la [stoechiométrie](#). Il a également été observé que la production de NO_x augmentait avec la

⁷¹⁵ [Arrêté du 23 janvier 1997 relatif à la limitation des bruits émis dans l'environnement par les installations classées pour la protection de l'environnement](#)

⁷¹⁶ CNPP, L'hydrogène : une énergie propre, mais pas sans risques <https://www.cnpp.com/etre-accompagne/energie-nouvelle-et-mobilite/le-risque-hydrogene-le-comprendre-pour-mieux-le-prevenir>

⁷¹⁷ Une PAC à hydrogène n'émet que de l'eau.

⁷¹⁸ Zeldovich YB. The Oxidation of Nitrogen in Combustion Explosions. Acta Physicochim USSR. 1946; 21:577–628 <https://www.degruyter.com/document/doi/10.1515/9781400862979.364/html>

⁷¹⁹ A titre d'exemple, pour un poids-lourd actuel de 44 tonnes à moteur à combustion interne d'hydrogène, les émissions de NO_x sont de l'ordre de 100 mg/km

⁷²⁰ En cas de combustion d'ammoniac, la combustion produit du protoxyde d'azote (N₂O) <https://www.polytechnique-insights.com/tribunes/energie/hydrogene-et-ammoniac-un-risque-de-fuites-nefaste-pour-le-climat/>

⁷²¹ <https://www.renault-trucks-oils.com/conseils-expert/norme-euro-vi-poids-lourds-diesel/>

pression de la chambre de combustion et diminuait avec l'humidité^{722,723}. Les recherches actuelles visent à affiner les stratégies de combustion de l'hydrogène, par exemple en se plaçant dans des conditions de mélanges pauvres en hydrogène, de manière à réduire au maximum les émissions de NO_x thermiques, tout en maintenant une efficacité suffisante de la combustion⁷²³. Des technologies conventionnelles de post-traitement des NO_x peuvent également être appliquées⁷²⁴. Au vu de l'avancement rapide des recherches dans ce domaine, l'IEA⁷²⁵ estime que les futures applications à combustion directe d'hydrogène émettront peu de polluants atmosphériques, en tout cas nettement moins que les technologies conventionnelles à hydrocarbures.

Un autre processus pouvant impacter la qualité de l'air est la réaction de l'hydrogène lié aux émissions diffuses avec les radicaux hydroxyles dans la troposphère. Cette réaction, mentionnée au paragraphe A.1.5, augmente la durée de vie du méthane. Or le méthane contribue significativement à la formation d'ozone qui, dans la troposphère, est un polluant majeur, problématique pour la santé et provoquant des pertes importantes de rendements sur les cultures. Selon des scénarios pessimistes en émissions de méthane, le nombre de décès prématurés associés au fond d'ozone lié au méthane pourrait augmenter de 7000 à 8000 (68 % à 78 %) en Europe en 2050, par rapport à 2015⁷²⁶. Il est donc nécessaire de limiter également les émissions d'hydrogène pour lutter efficacement contre la formation d'ozone troposphérique.

A.2.3. La ressource en eau

Compte-tenu du changement climatique et de l'augmentation de la population mondiale, la ressource en eau est devenue un sujet de préoccupation majeur^{727,728}. La production d'hydrogène, quel que soit le mode de production, consomme de l'eau. Par exemple, l'électrolyse, [principal procédé envisagé pour la production d'hydrogène décarboné](#), consomme entre 17 et 22 L d'eau par kilogramme d'hydrogène produit⁷²⁹. La perspective d'une croissance importante du marché de l'hydrogène soulève légitimement la question de l'impact de cette croissance sur la ressource en eau.

D'un point de vue global, la consommation d'eau liée à la production d'hydrogène pourrait être multipliée par 5 environ d'ici 2050, passant de 2,2 Gm³ en 2023 à environ 12 Gm³ en 2050⁷²⁹. Cette consommation resterait toutefois relativement modeste (0,3%) par rapport à la consommation globale d'eau projetée en 2050 (4 000 Gt/an⁷³⁰).

Sur un plan local, en revanche, la production d'hydrogène pourrait avoir un fort impact dans certaines régions. En effet, 35% des capacités de production d'hydrogène vert ou bleu déjà installées ou planifiées le sont dans des régions sous forte tension hydrique, notamment en Inde, en Chine, en Europe, au Chili, en Australie, en Oman, etc.^{7,729,731}. En Europe, 23% des projets d'hydrogène vert et 14% des projets d'hydrogène bleu prévus d'ici 2040 sont situés dans des régions soumises à des tensions hydriques extrêmes (Figure 159).

⁷²² Marchionna, N. R., Diebl, L. A., & Trout, A. M. (1973). Effect of inlet-air humidity, temperature, pressure, and reference mach number on the formation of oxides of nitrogen in a gas turbine combustor. Lewis research Center, NASA, oct. <https://ntrs.nasa.gov/api/citations/19730024089/downloads/19730024089.pdf>

⁷²³ Walter, B. et al. (2024) H2 ICE technology development for medium-duty truck application: from concept to full calibrated engine prototype, SIA Powertrain 2024, Lille (France) <https://www.sia.fr/evenements/340-sia-powertrain-2024?calendrier=1>

⁷²⁴ Lewis, A.C. (2021) Optimising air quality co-benefits in a hydrogen economy: a case for hydrogen-specific standards for NO_x emissions, Environmental Sciences, 5, <https://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2021/ea/d1ea00037c>

⁷²⁵ IEA (2021) The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector <https://iea.blob.core.windows.net/assets/01ca16c8-e493-475c-81c4-04ac5d3b9882/TheRoleoflow-carbonfuelsinthecleanenergytransitionsofthepowersector.pdf>

⁷²⁶ Bessagnet, B. et al. (2024) Trends of methane emissions and their impact on ozone concentrations at the European and Global levels https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC137820/JRC137820_01.pdf

⁷²⁷ France Stratégie (2024) Prélèvements et consommations d'eau : quels enjeux et usages ? <https://www.strategie.gouv.fr/publications/prelevements-consommations-deau-enjeux-usages>

⁷²⁸ <https://www.wri.org/insights/highest-water-stressed-countries>

⁷²⁹ IRENA & Bluerisk (2023) Water for hydrogen production <https://www.irena.org/Publications/2023/Dec/Water-for-hydrogen-production>

⁷³⁰ H2 mobile (2023) Hydrogène vert : quel impact sur la consommation d'eau ? <https://www.h2-mobile.fr/actus/non-production-hydrogene-vert-impacterait-ressources-eau/>

⁷³¹ Rystad Energy (2021). Green hydrogen projects will stay dry without a parallel desalination market to provide fresh water. <https://twitter.com/RystadEnergy/status/1439843780618821632/photo/1>

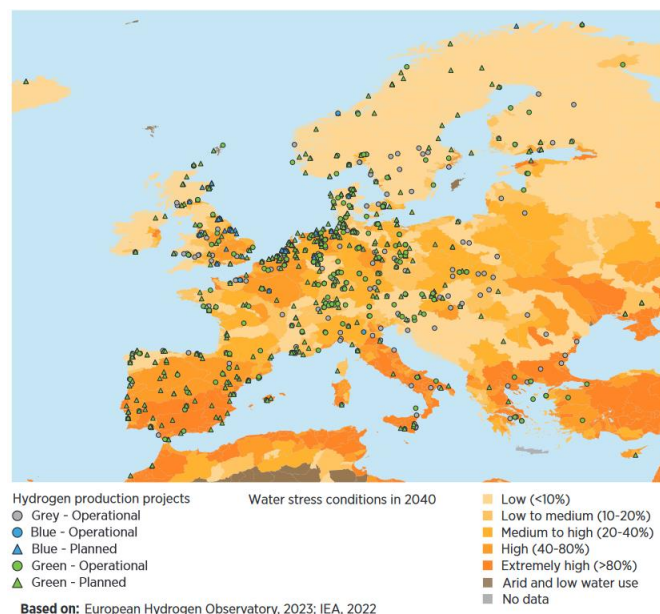


Figure 159 : Projection d'ici 2040 des capacités de production d'hydrogène en Europe par rapport aux projections de la pression sur la ressource en eau⁷²⁹

Chaque projet, notamment ceux qui impliquent une forte consommation d'eau (*gigafactories*) doit donc faire l'objet d'une étude environnementale rigoureuse.

En ce qui concerne les pistes de résolution, des recherches sont en cours pour optimiser les procédés de production d'hydrogène de manière à réduire leur consommation d'eau. Une planification territoriale des projets industriels, notamment de production d'hydrogène, par rapport à leur consommation d'eau, ainsi qu'un encouragement des projets les plus vertueux, sur la base de critères de performance, est également une piste intéressante⁷²⁹. Dans certains projets, la désalinisation de l'eau de mer ou la réutilisation d'eaux usées peut aussi permettre de limiter les prélèvements d'eau douce. Des installations offshore de production d'hydrogène par électrolyse avec désalinisation d'eau de mer sont déjà opérationnelles, notamment en France^{48,49}. Ce procédé présente néanmoins quelques inconvénients, notamment son caractère très énergivore et la nécessité de gérer des rejets de saumure importants^{732,733}.

Au-delà de la consommation directe d'eau associée à la production de l'hydrogène, une analyse en cycle de vie de l'impact sur la ressource en eau de véhicules légers à hydrogène montre que l'essentiel de la consommation d'eau associée à ce type de véhicule est liée à la production de l'électricité en amont (en particulier lorsque celle-ci est d'origine nucléaire) et à la fabrication du véhicule²⁶.

A.2.4. Les ressources en matières premières

Certaines briques technologiques de la filière hydrogène (électrolyseurs, piles à combustibles) utilisent des métaux sensibles (platine, iridium, etc.)⁷³⁴. Un développement massif du marché de l'hydrogène décarboné peut laisser craindre des tensions d'approvisionnement sur ces matériaux très rares, très localisés géographiquement (Afrique du Sud, Zimbabwe, Russie) et dont le marché est concurrencé par d'autres technologies de la transition énergétique, notamment les batteries.

⁷³² CETIM (2023) Désalinisation de l'eau : Enjeux et technologies, Webinaire du 12 janvier 2023 <https://www.cetim.fr/mecatheque/content/download/185323/file/Webinar-Veille-Désalinisation-de-l-eau-Enjeux-et-Technologies.pdf>

⁷³³ Aquagir (2024) La désalinisation de l'eau : espoir ou impasse ? <https://aquagir.fr/production-eau-potable/connaissances/la-desalinisation-de-leau-espoir-ou-impasse/>

⁷³⁴ Moreira, S., & Laing, T. J. (2022). Sufficiency, Sustainability, and Circularity of Critical Materials for Clean Hydrogen. World Bank. <https://doi.org/10.1596/38413>

Pour répondre à cet enjeu, des recherches sont actuellement menées sur les possibilités de substitution, de recyclage et d'écoconception. A titre d'exemple, les pots catalytiques des voitures thermiques, riches en platinoïdes (platine, palladium) ainsi que les bougies d'allumage (iridium) constituent des gisements importants qui pourraient être exploités.

En élargissant à l'ensemble des matières premières, les analyses en cycle de vie⁷³⁵ montrent que les premiers facteurs de déplétion des matières premières liés à un déploiement de l'hydrogène ne sont pas les technologies de l'hydrogène elles-mêmes, mais les technologies de production des énergies renouvelables (panneaux solaires, éoliennes) nécessaires à cette production (silicium, aluminium, cuivre, nickel, zinc). Dans le cas où l'hydrogène est produit à partir d'une électricité issue d'un mix fortement dominé par le nucléaire, comme en France, l'impact sur ces ressources est trois fois moindre que s'il est produit à partir d'une électricité 100% renouvelable²⁶.

La question des ressources en matières premières se pose surtout pour les usages diffus de l'hydrogène, du fait du CAPEX (fabrication des véhicules ou des équipements). Par exemple, pour une berline, l'impact sur les ressources abiotiques d'un véhicule hydrogène est 2,5 fois plus élevé, en analyse du cycle de vie, que celui d'un véhicule essence analogue²⁶.

A.2.5. Le foncier

L'accès au foncier peut être un vrai frein au développement d'une économie de l'hydrogène. En effet l'hydrogène étant une énergie beaucoup moins compacte que les hydrocarbures et dont le modèle de production et de consommation est plus diffus que celui des hydrocarbures, son déploiement réclame plus de surface.

De plus, les zones d'implantation visées sont souvent des zones denses, habitées ou industrialisées, donc très réglementées et fortement concurrencées par d'autres activités, y compris liées à la transition énergétique (stockages de batteries, etc.) : agglomérations, zones industrielles, espaces portuaires ou aéroportuaires⁴⁴.

Il faut ajouter que le développement d'une économie de l'hydrogène décarboné va de pair avec une très forte accélération des énergies renouvelables. Or, ces énergies sont beaucoup plus diffuses que les hydrocarbures et demanderont une forte emprise au sol (Figure 148b), même si une partie de cette capacité de production sera installée en mer.

Cet enjeu est d'autant plus critique que la loi climat et résilience⁷³⁵ entend diviser par deux le rythme d'artificialisation des sols d'ici 2030 et atteindre une zéro artificialisation nette d'ici 2050.

A.2.6. Les PFAS

Récemment, a été portée dans le débat public la question des PFAS⁷³⁶, dont l'UE cherche à réduire progressivement l'usage pour à terme, l'interdire. Dépassant largement le champ de l'hydrogène, cette question touche aussi la filière de l'hydrogène, dans la mesure où certains composants des électrolyseurs ou piles à combustible (membranes, électrodes, joints d'étanchéité) utilisent des fluoropolymères, qui sont considérés comme une catégorie de PFAS.

A ce jour, aucune solution n'émerge pour remplacer ces matériaux hautement spécialisés⁷³⁷. Des recherches ont donc été lancées pour, d'une part, évaluer de manière précise l'impact potentiel sur la santé et sur l'environnement des PFAS émis par un futur déploiement de l'hydrogène et d'autre part, mettre en place des stratégies pour minimiser le recours à ces substances (substitution, recyclage). La démarche de substitution doit aussi s'accompagner d'une réflexion concernant les éventuels impacts environnementaux et sanitaires des substances candidates à la substitution.

⁷³⁵ Loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000043956924>

⁷³⁶ Les PFAS (substances per et polyfluoroalkylées) sont une large famille de plus de 4 000 composés chimiques utilisés depuis les années 1950 dans divers domaines industriels et produits de la consommation courante. Très peu dégradables, on les retrouve sous forme de traces dans l'eau, l'air, les sols et la chaîne alimentaire, avec des effets potentiels sur la santé (source : ARS Auvergne-Rhône-Alpes <https://www.auvergne-rhone-alpes.ars.sante.fr/pfas-ce-qu'il-faut-savoir>).

⁷³⁷ Hydrogen Europe (2023) The importance of fluoropolymers across the hydrogen value chain, and impacts of the proposed PFAS restriction for the hydrogen sector https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2023/02/Hydrogen-Europe-position-paper-on-PFAS-ban_v12_FINAL.pdf

[Dos de couverture, ne pas mettre de texte sur cette page, ni la supprimer]