



Etude de sécurité d'une station de distribution d'hydrogène gazeux

Olivier Gentilhomme, Benno Weinberger, Lauris Joubert

► To cite this version:

Olivier Gentilhomme, Benno Weinberger, Lauris Joubert. Etude de sécurité d'une station de distribution d'hydrogène gazeux. 22. Congrès de Maîtrise des Risques et Sûreté de Fonctionnement (Lambda-Mu 22), Oct 2020, En ligne, France. pp.45-50. ineris-03319945

HAL Id: ineris-03319945

<https://ineris.hal.science/ineris-03319945>

Submitted on 2 Sep 2021

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Etude de sécurité d'une station de distribution d'hydrogène gazeux - Risk assessment of a gaseous hydrogen refuelling station

GENTILHOMME Olivier
Ineris
Parc Technologique ALATA
60550 Verneuil-en-Halatte, France
olivier.gentilhomme@ineris.fr

WEINBERGER Benno
Ineris
Parc Technologique ALATA
60550 Verneuil-en-Halatte, France
benno.weinberger@ineris.fr

JOUBERT Lauris
Ineris
Parc Technologique ALATA
60550 Verneuil-en-Halatte, France
lauris.joubert@ineris.fr

Résumé - En partant d'une installation type, l'Ineris a réalisé l'étude de sécurité d'une station de distribution en hydrogène gazeux. Cette étude apporte de premiers éléments quantitatifs permettant au porteur de projet et/ou à l'exploitant d'apprécier le risque d'une telle installation.

Abstract — Based on a case study, this article presents the risk assessment carried out by Ineris on a gaseous hydrogen refuelling station. These preliminary outcomes may be useful for any holder of project and/or for any operator of a hydrogen refuelling station.

Mots-clés—station de distribution, hydrogène gazeux, sécurité, ravitaillement, analyse des risques

cette étude, il n'a pas été considéré d'alimentation, de stockage et/ou de ravitaillement en hydrogène cryogénique.

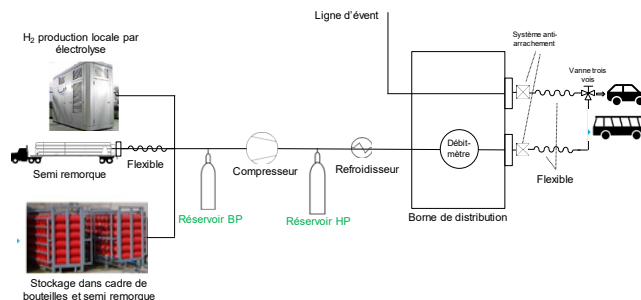


Figure 1. Installation type

I. INTRODUCTION

La France compte actuellement 33 stations en service pour le ravitaillement en hydrogène de véhicules routiers (voiture, bus...), 28 en montage et 52 en projet (source : <https://www.vighy-afhypac.org/>). Ce dynamisme s'explique essentiellement par un contexte réglementaire devenu favorable à l'utilisation de l'hydrogène comme vecteur énergétique (directive européenne 2014/94/CE sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs, loi de transition énergétique pour la croissance verte en 2015, décret relatif aux obligations d'achat ou d'utilisation de véhicules à faibles émissions en 2017, plan « Hulot » de déploiement de l'hydrogène en 2018...). Compte tenu des nouveaux risques présentés par ces stations-service, l'Ineris (Institut National de l'Environnement Industriel et des Risques) a réalisé l'étude de sécurité d'une station de distribution d'hydrogène gazeux pour des véhicules routiers.

II. DESCRIPTION DE L'INSTALLATION

La Figure 1 présente de façon générique les équipements constituant la station de distribution en hydrogène. Comme on peut le constater, cet hydrogène est produit sur place (par électrolyse de l'eau) et/ou fourni à l'aide d'une semi-remorque ou de cadres de bouteilles. Du début jusqu'à la fin de la chaîne de ravitaillement, l'hydrogène est gazeux. Dans

Sur la base de précédentes études et visites effectuées sur ce type d'installation, l'Ineris a considéré les hypothèses suivantes :

- Le stockage d'hydrogène gazeux peut être fixe (cadre de bouteilles) ou mobiles (semi-remorque). Le transfert de l'hydrogène depuis les bouteilles de la semi-remorque vers un cadre de bouteille ou un stockage fixe de la station-service se fait ensuite par équilibrage de pression.
- Le stockage dans la semi-remorque se fait dans des bouteilles de volume unitaire 2090 L à la pression de 200 bar et de 335 L à la pression de 500 bar. Le flexible de la semi-remorque a un diamètre de 3 mm. La semi-remorque passe en moyenne 1 fois par semaine à la station et la livraison du gaz dure environ 10 min.
- L'électrolyseur et les compresseurs sont abrités dans des containers distincts de 20 pieds (dimensions externes : $L = 6,06 \text{ m} \times l = 2,44 \text{ m} \times H = 2,59 \text{ m}$). Les réservoirs BP et HP (stockage tampon) sont situés à l'air libre.
- L'électrolyseur fonctionne à une pression de 15 bar au maximum. Le volume du séparateur eau-hydrogène n'excède pas 25 L.
- Les compresseurs sont au nombre de 2. De technologie

non-ionique, ils ont un volume maximal de 10 L et fonctionnent à une pression au plus égale à 450 ou 1000 bar (selon la pression de remplissage souhaitée pour le véhicule).

- Le volume et la pression du réservoir BP sont au maximum de 50 m³ et de 45 bar. Le volume et la pression du réservoir HP est de 80 L et 440 ou 950 bar (selon la pression de remplissage souhaitée).
- Les tuyauteries entre les différents équipements de l'installation peuvent être enterrées ou aériennes. Son diamètre interne est de 12,7 mm en sortie de l'électrolyseur et de 10 mm sur le reste de l'installation.
- Au niveau de la borne de distribution, le débit de remplissage est limité à 60 g/s pour les véhicules légers et à 120 g/s pour les bus. Le diamètre du flexible de distribution est de 3 mm. Le taux de fréquentation est de 5 véhicules/jour par borne et le temps de remplissage est de 10 min pour les véhicules légers et de 7 min pour les autres.
- Les véhicules légers sont dotés de réservoirs de 80 L à la pression de stockage de 700 bar ou de 87 L à 350 bar. Les bus ont des réservoirs de 225 L à la pression de 350 bar. Pour cette étude, les réservoirs sont considérés comme indépendants l'un de l'autre.

III. IDENTIFICATION DES POTENTIELS DE DANGERS

A. Potentiels de dangers liés aux substances utilisés

Les risques à prendre en compte sont ceux liés à l'hydrogène, à l'azote et/ou l'hélium (produits d'inertage) et, le cas échéant, à l'électrolyte de l'électrolyseur et à l'oxygène (coproduit avec l'hydrogène).

L'hydrogène est un gaz incolore, inodore et non toxique. Du fait de la petitesse de sa molécule et de sa faible viscosité, l'hydrogène est un gaz pouvant fuir facilement. En cas de fuite diffuse, celle-ci peut être difficile à détecter à l'aide des sens humains. En revanche, en cas de fuite sous pression, il est probable que celle-ci soit audible dès lors que l'environnement n'est pas trop bruyant. L'hydrogène n'est pas corrosif mais il peut fragiliser certains matériaux (« *hydrogen embrittlement* » en anglais). Dans les conditions ambiantes de température et de pression, l'hydrogène a une masse volumique plus faible que celle de l'air ambiant (respectivement 0,08 et 1,23 kg/m³) et aura donc un comportement de gaz léger dès lors que sa phase de dispersion n'est plus dominée par l'inertie de la fuite. L'hydrogène présente une plage étendue d'inflammabilité (4 – 75% v/v à Température et Pression Ambiante ou TPA) et une faible énergie minimale d'inflammation (17 µJ dans l'air) ce qui en fait un gaz extrêmement inflammable [1]. Si une source d'énergie suffisante est rencontrée par le nuage inflammable, les phénomènes dangereux pouvant être observés sont les mêmes que pour n'importe quel autre gaz inflammable, à savoir le feu torche avec ses effets thermiques, l'explosion du nuage avec ses effets de surpression et le feu de nuage lié à sa combustion rapide avec des effets thermiques. Le feu torche d'hydrogène génère une flamme qui rayonne peu et est quasiment invisible à la lumière du jour. Lors d'une explosion, l'hydrogène est bien connu pour être réactif du fait notamment de sa valeur élevée de vitesse de flamme laminaire (≈ 3 m/s).

Tableau 1. Propriétés usuelles de l'hydrogène

<i>Masse volumique (à 101325 Pa et 15°C)</i>	0,08 kg/m ³
<i>Limite d'inflammation à TPA</i>	4 – 75 % v/v
<i>Concentration stœchiométrique</i>	29,5 % v/v
<i>Température d'inflammation</i>	580°C
<i>Energie minimale d'inflammation dans l'air</i>	17 µJ
<i>Température adiabatique de flamme dans air</i>	2200°C
<i>Vitesse de flamme laminaire</i>	3 m/s

L'azote, l'argon et l'hélium ou un mélange de ces gaz peuvent être utilisés pour inerte l'installation. Ces gaz ne présentent aucun danger en dehors du risque d'anoxie pour les personnes.

L'hydroxyde de potassium ou de sodium peut être utilisé comme électrolyte dans les électrolyseurs de type alcalin. Comme cet hydroxyde est corrosif, le fait de l'utiliser dans un container (= milieu clos et confiné) n'est pas sans danger. Toutefois, en dehors des opérations de maintenance, ce risque est jugé très limité. Pour les électrolyseurs de type PEM (*Proton Exchange Membrane*) ou SOEC (*Solid Oxide Electrolyser Cell*), les électrolytes sont essentiellement solides (polymères solides ou oxydes céramiques solides) et ne présentent donc pas de risques particuliers.

L'oxygène est sans odeur et incolore à l'état gazeux. C'est un comburant, c'est-à-dire qu'il ne brûle pas mais entraîne la combustion d'autres substances. Il réagit également avec la plupart des métaux et matériaux organiques. Les risques sont aussi liés à son influence aggravante sur les propriétés d'inflammabilité des substances. A titre d'exemple, lorsque l'hydrogène forme un mélange inflammable avec de l'oxygène pur (et non plus avec de l'air), la limite supérieure d'inflammabilité passe de 75 à 95% v/v, l'énergie minimale d'inflammation de 17 à 1 µJ et la température adiabatique de flamme de 2200 à 3200°C.

B. Potentiels de dangers liés aux équipements utilisés

L'installation est constituée de bouteilles de stockage, de réservoirs tampon, de compresseurs, de tuyauterie, de postes de distribution voire d'électrolyseurs. Une perte d'étanchéité est possible sur tous ces équipements se traduisant par une fuite, un feu torche, un feu de nuage et/ou une explosion d'hydrogène. Selon la localisation de la fuite, ces événements peuvent se dérouler aussi bien dans le container qu'à l'extérieur.

Toutes les capacités de stockage peuvent être sujettes à un éclatement en cas d'agression mécanique et/ou thermique. Les réservoirs tampon et les séparateurs de l'électrolyseur peuvent être le siège d'une explosion interne lors de la formation accidentelle d'un mélange inflammable à l'intérieur.

IV. ACCIDENTOLOGIE

En préambule à cette partie, il faut préciser que cette accidentologie a été menée en 2018.

Reference [2] compare les incidents et accidents survenus dans des stations-service d'hydrogène au Japon (entre 2005 et 2014) et aux Etats-Unis (entre 2004 et 2014). Au total, 21 événements ont été recensés au Japon et 22 aux Etats Unis. Ces événements ont été classés en six catégories :

- Fuite I : fuite sur le corps principal des appareils et des tuyauteries (y compris les pièces soudées) : 3 cas au Japon et 4 aux Etats-Unis. Pour l'essentiel, il s'agit d'une fatigue mécanique mal prise en compte lors de la conception ;
- Fuite II : fuite de brides, de vannes et de joints (y compris les joints non métalliques détériorés) : 14 cas au Japon et 6 aux Etats-Unis. Les raccords filetés sont les principaux responsables ;
- Fuite III : fuite due à d'autres facteurs (erreur humaine, impact externe...) : 2 cas au Japon et 3 aux Etats-Unis. L'erreur humaine est la cause principale ;
- Explosion ou incendie : 1 cas au Japon ;
- Rupture totale : 1 cas au Japon et 5 aux Etats Unis ;
- Autres : 4 cas aux Etats Unis.

Lorsque l'information est disponible, il apparaît que ces événements surviennent principalement au niveau de la borne de distribution (15 cas), du compresseur d'hydrogène (7 cas), du stockage gazeux d'hydrogène (6 cas). Un cas a été recensé au niveau de l'électrolyseur. Concernant les causes de fuites, l'article mentionne un joint inadéquat (10 cas), un couple de serrage insuffisant (9 cas), une erreur de conception (9 cas), une erreur humaine (8 cas), une erreur de fabrication (3 cas), une maintenance insuffisante (1 cas), un tremblement de terre (1 cas), un mauvais fonctionnement (1 cas) et un impact externe (1 cas).

L'Ineris a aussi consulté la base de données h2tools.org pour recenser d'autres événements pouvant apporter des compléments par rapport à la précédente publication. Pour le stockage, des situations de fuite ou de rejet d'hydrogène, enflammées ou non, ont pu être causées une connexion fuyarde (référence « hydrogen cylinder leak at fueling station » sur le site) et par l'ouverture intempestive de soupape (« pressure relief device fails at fueling station »). Concernant le compresseur, des pertes de confinement ont eu lieu à cause de la défaillance des roulements (« leak on compressor at fueling station ») ou d'un mauvais raccordement de l'équipement (« discharge valve installation error »). De même, il a été noté un cas où la vibration du compresseur s'est traduite par le frottement répété d'un capteur sur une tuyauterie d'hydrogène entraînant ainsi une fuite (« hydrogen make up compressor piping hole »). Enfin, au niveau de la borne de distribution, il y a quelques cas de rupture de flexible pour des causes parfois mal identifiées (« fueling hose fails ») ou parce que le protocole de ravitaillement n'a pas été respecté (« hydrogen fueling dispenser nozzle drive away »).

V. ANALYSE DES RISQUES

Le principal objectif de l'analyse des risques est d'identifier, de façon la plus exhaustive possible, les scénarios accidentels pouvant se produire sur les différents équipements d'une station de distribution en hydrogène (stockage, électrolyseur, tuyauterie de transfert, compresseur, borne de distribution...) selon leur différent mode d'exploitation. Rappelons qu'une partie de l'installation sera à destination du public ce qui implique que l'ensemble des scénarios pourraient potentiellement impacter un tiers en cours de ravitaillement. A l'issue de ce travail réalisé en

interne par l'Ineris, cette analyse a conduit à retenir les Evénements Redoutés Centraux (ERC) et phénomènes dangereux (PhD), présentés dans le Tableau 2.

Parmi les causes possibles de tous ces ERC, on peut citer les sources d'agression mécanique ou thermique, qu'elles soient d'origine naturelle (séisme, inondation, feu de forêt...) ou anthropique (collision avec véhicule, collision avec installation pour la semi-remorque, mouvement intempestif du véhicule, effets domino provenant d'un site ou véhicule voisin...) et les défauts de conception (équipement non adapté ou mal positionné...) ou de contrôle / entretien de l'installation (corrosion, usure des raccords ou vannes, non-respect du remplacement périodique des flexibles...) Pour le cas des électrolyseurs, et en dehors des scénarios de perte de confinement sur l'équipement et d'explosion des séparateurs, l'Ineris n'a pas cherché à identifier des ERCs plus spécifiques compte tenu de la diversité des technologies existantes.

VI. CARACTÉRISATION DE L'INTENSITÉ DES PHDs

L'Ineris a procédé à l'évaluation de l'intensité de plusieurs scénarios accidentels. Les distances de sécurité correspondant aux effets sur l'homme et sur les structures ont été calculées conformément à l'Arrêté du 29 septembre 2005 [3]. Cette évaluation s'est faite sur la base des éléments descriptifs de l'installation, présentés précédemment, et en utilisant les modèles suivants :

- Pour l'évaluation des effets d'une inflammation d'un mélange explosif interne à un équipement (séparateur de l'électrolyseur, container) : l'Ineris a utilisé l'outil EFFEX [3] pour prédire la surpression maximale de l'explosion puis l'outil PROJEX [4] pour étudier la décroissance de cette surpression dans le champ environnant ;
- Pour l'évaluation des effets d'un éclatement d'un équipement (stockage, réservoir du véhicule) : l'Ineris a de nouveau utilisé l'outil PROJEX [4]. La pression d'éclatement renseigné dans ce modèle est prise égale à 3 fois la pression de calcul, soit environ 3,3 fois la Pression Maximale de Service (PMS) ;
- Pour l'évaluation des effets d'un feu de nuage et d'explosion d'une fuite ou rejet d'hydrogène (tout équipement) : l'Ineris a utilisé l'outil EXOJET. Cet outil prédit le champ de concentration du jet à partir de lois classiques de similitude pour en déterminer la distance à la limite inférieure d'inflammation et la masse inflammable. Pour les effets d'un feu de nuage, les distances de sécurité sont déterminées conformément à la circulaire du 10 mai 2010 [5]. Les effets de l'explosion ont été calculés au moyen de la méthode Multi-Energy avec un indice de violence de l'explosion déterminé au moyen d'abaques issus de campagnes expérimentales.
- Pour l'évaluation des effets d'un feu torche d'une fuite ou rejet d'hydrogène (tout équipement) : l'Ineris a utilisé le modèle de Johnson du logiciel de dispersion PHAST v6.53.

Tableau 2. Synthèse de l'analyse des risques

Evènement Redouté Central ERC	Phénomène Dangereux PhD
STOCKAGE	
Montée en température et/ou en pression	Eclatement du stockage
Perte de confinement sur la capacité de stockage	Fuite d'hydrogène Feu torche, feu de nuage et/ou explosion
Si alimentation par semi-remorque : perte de confinement sur le flexible (donc au niveau du poste de livraison)	
ELECTROLYSEUR	
Perte de confinement sur l'électrolyseur	Fuite d'hydrogène Feu torche, feu de nuage et/ou explosion
Formation d'un mélange explosif dans les séparateurs hydrogène et/ou oxygène	Eclatement du séparateur
TUYAUTERIE	
Perte de confinement sur la tuyauterie	Fuite d'hydrogène Feu torche, feu de nuage et/ou explosion
Ouverture d'une soupape	Rejet d'hydrogène Feu torche, feu de nuage et/ou explosion
COMPRESSEUR	
Perte de confinement sur le compresseur	Fuite d'hydrogène Feu torche, feu de nuage et/ou explosion
Formation d'un mélange explosif dans le compresseur	Eclatement du compresseur
LOCAL (bâtiment, container) abritant une partie de l'installation en hydrogène	
Formation d'un mélange explosif	Eclatement du local
BORNE DE DISTRIBUTION	
Perte de confinement sur le flexible (donc au niveau de la borne)	Fuite d'hydrogène Feu torche, feu de nuage et/ou explosion
Incendie du véhicule	Eclatement du réservoir du véhicule
Remplissage en hydrogène trop « chaud »	

Le Tableau 3 présente quelques résultats obtenus pour le Seuil des Effets Irréversibles (SEI), pour le Seuil des premiers Effets Létaux (SEL) et le Seuil des Effets Létaux Significatifs (SELS). Il s'agit ici des distances enveloppes regroupées par type d'effets. Cela signifie que, pour un scénario de fuite d'hydrogène par exemple, les distances affichées pour les effets thermiques correspondent aux valeurs maximales obtenues pour le feu de nuage et le feu torche. Il faut préciser que ces distances ont été calculées en ne tenant pas compte de la fuite des personnes exposées aux scénarios accidentels et en considérant que la fuite est stationnaire et se fait à la pression maximale de service. Ces deux dernières hypothèses permettent d'avoir une évaluation prudente des conséquences.

Tableau 3. Distances enveloppes (en m) par type d'effets de plusieurs scénarios accidentels

Scénario	Effets	SELS	SEL	SEI
STOCKAGE				
Eclatement de capacité :				
BP - 50 m ³ , 45 bar	Surpression	58	75	170
HP - 80 L, 440 bar	Surpression	9	12	27
HP - 80 L, 950 bar	Surpression	12	15	35
Eclatement d'un stockage de semi-remorque :				
semi 1 - 2090 L, 200 bar	Surpression	23	29	67
semi 2 - 335 L, 500 bar	Surpression	15	20	45
Rupture franche du flexible de semi-remorque :				
Flex 1 - Ø3 mm, 200 bar	Thermique	11	11	12
	Surpression	NA	NA	7
Flex 2 - Ø3 mm, 500 bar	Thermique	17	17	19
	Surpression	NA	6	15
ELECTROLYSEUR				
Eclatement de capacité :				
Séparateur	Surpression	4	5	12
Rupture franche de tuyauterie :				
Ø12,7 mm, 15 bar	Thermique	13	13	15
	Surpression	NA	NA	11
TUYAUTERIE				
Rupture franche de tuyauterie :				
Amont compresseur (Ø10 mm, 200 bar)	Thermique	37	37	41
	Surpression	23	26	39
Amont compresseur (Ø10 mm, 450 bar)	Thermique	54	54	60
	Surpression	36	41	64
Aval compresseur (Ø10 mm, 450 bar)	Thermique	54	54	60
	Surpression	36	41	64
Aval compresseur (Ø10 mm, 1000 bar)	Thermique	77	77	84
	Surpression	55	62	99
LOCAL				
Eclatement de capacité :				
Container électrolyseur	Surpression	6	8	18
Container compresseur	Surpression	12	16	36
BORNE DE DISTRIBUTION				
Rupture franche de flexible de distribution :				
Flex 1 - 350 bar, débit max = 120 g/s	Thermique	14	14	16
	Surpression	NA	NA	12
Flex 2 - 700 bar, débit max = 60 g/s	Thermique	10	10	11
	Surpression	NA	NA	8
Eclatement de réservoir de véhicule pris dans un feu :				
80 L, 700 bar	Surpression	9	12	28
87 L, 350 bar	Surpression	8	10	23
Eclatement de réservoir de véhicule par surpression :				
80 L, 700 bar	Surpression	13	17	39
87 L, 350 bar	Surpression	11	14	32

(SEI : Seuil des Effets Irréversibles, SEL = Seuil des premiers Effets Létaux, SELS = Seuil des Effets Létaux Significatifs, NA = Non Atteint)

Tableau 4. Définition des classes de probabilité [3]

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 ⁻²	10 ⁻⁴	10 ⁻⁶	10 ⁻⁸	

VII. CARACTÉRISATION DE LA PROBABILITÉ D'OCCURRENCE DES PHDS

Dans le cadre d'une étude de dangers réglementaire, la probabilité d'occurrence des phénomènes dangereux est évaluée de façon semi-quantitative en classe de probabilité conformément à l'Annexe 1 de [3]. Ces classes sont présentées dans le Tableau 4. Cette estimation semi-quantitative se décompose en 3 étapes successives :

- Etape 1 : choix d'une méthode d'estimation de la probabilité. Celle-ci peut se faire soit depuis l'ERC (par exemple la fuite), soit depuis la cause ayant amené à cet ERC (raccord inadaptable, défaut de serrage...);
- Etape 2 : collecte des données d'entrée nécessaires à l'estimation de la probabilité. Cette étape peut faire appel aux dires d'expert, aux publications scientifiques et/ou aux bases de données existantes sur le sujet;
- Etape 3 : agrégation des données en tenant compte notamment de l'influence des barrières de sécurité et affectation d'une classe de probabilité pour le phénomène dangereux étudié.

Lors de ces travaux, l'INERIS a évalué la probabilité d'occurrence du phénomène dangereux en partant directement de l'ERC. Compte tenu du retour d'expérience relativement pauvre sur les stations de distribution d'hydrogène gazeux, il est encore difficile d'évaluer de façon pertinente la fréquence d'occurrence d'une fuite ou d'une explosion survenant sur une telle installation. Dès lors, l'INERIS s'est appuyé sur les sources de données génériques du RIVM [6] et de l'OREDA [7] tout en étant conscient que celles-ci ne sont spécifiques ni à l'hydrogène, ni aux technologies d'équipements pouvant être mises en œuvre dans cette station. Le Tableau 5 présente les données utilisées. En partant de ces données, le Tableau 6 présente la méthodologie de détermination des classes de probabilité pour quelques ERC. Plusieurs remarques peuvent être faites :

- Certains ERC peuvent être causés par des effets dominos. Dans ce cas, l'Ineris a considéré que la fréquence d'occurrence de ces ERC pouvait être augmentée de 10^{-5} / an. Cette valeur a été prise de façon forfaitaire, sur la base de son retour d'expérience pour des installations industrielles.
- A ce stade, cette évaluation de la classe de probabilité ne tient pas compte de l'influence de règles de bonnes pratiques et/ou de barrières techniques qui seraient spécifiques à la station de distribution d'hydrogène gazeux. En effet, il faut rappeler que cette évaluation s'est faite à partir de sources de données génériques.
- Il peut être considéré que la classe de probabilité pour les PhDs est la même que celle de l'ERC. En effet, compte tenu de la faible énergie minimale d'inflammation de l'hydrogène, il paraît difficile d'imaginer une décote supplémentaire du fait d'une probabilité d'inflammation qui serait significativement inférieure à 1.

Tableau 5. Fréquences utilisées pour les ERC

ERC	Fréquence
STOCKAGE	
Eclatement d'une capacité	5×10^{-7} / an / capacité
COMPRESSION	
Rupture d'un compresseur	1×10^{-4} / an / compresseur
Défaut de compression	$2,3 \times 10^{-5}$ / h
TUYAUTERIE	
Rupture	1×10^{-6} / an si $\varnothing < 75$ mm
Fuite	5×10^{-6} / an si $\varnothing < 75$ mm
FLEXIBLE	
Rupture	4×10^{-6} / h
Fuite	4×10^{-5} / h
RESERVOIR	
Défaut de refroidissement ou de régulation débit lors du remplissage	$2,3 \times 10^{-5}$ / h

Tableau 6. Classes de probabilité pour les ERC

ERC	Précisions sur la détermination de la fréquence	Classe de probabilité pour l'ERC
STOCKAGE		
Rupture d'une capacité	5×10^{-7} / an	E
Rupture franche de flexible de distribution	≈ 10 h de fonctionnement à l'année (1 semi/semaine et temps de remplissage ≈ 10 min) F_1 = fréquence de rupture flexible = $10 \times 4 \times 10^{-6} = 10 \times 4 \times 10^{-5}$ / an F_2 = fréquence des effets dominos = 10^{-5} / an $F = F_1 + F_2 = 5 \times 10^{-5}$ / an	D
LOCAL		
Explosion du local abritant l'électrolyseur	F_1 = fréquence de rupture tuyauterie ($\varnothing 12,7$ mm, L = 10 m) = $10 \times 10^{-6} = 10^{-5}$ / an F_2 = fréquence des effets dominos = 10^{-5} / an $F = F_1 + F_2 = 2 \times 10^{-5}$ / an (non prise en compte des fuites depuis l'électrolyseur)	D (non prise en compte des fuites)
BORNE DE DISTRIBUTION		
Eclatement de réservoir pris dans un feu	F = fréquence des effets dominos = 10^{-5} / an	D
Eclatement de réservoir par arrivée d'hydrogène trop « chaud » ou à une trop forte pression	≈ 300 h de fonctionnement à l'année (5 véhicules / jour et temps de remplissage ≈ 10 min) F_1 = fréquence du défaut de refroidissement = $300 \times 2,3 \times 10^{-5} = 7 \times 10^{-3}$ / an F_2 = fréquence du défaut de régulation débit = $300 \times 2,3 \times 10^{-5} = 7 \times 10^{-3}$ / an F_3 = fréquence du défaut de compression = $300 \times 10^{-5} = 3 \times 10^{-3}$ / an $F = F_1 + F_2 + F_3 = 1,7 \times 10^{-2}$ / an	A
Rupture franche de flexible de la borne	Si débit limité à 60 g/s : ≈ 300 h de fonctionnement à l'année (5 véhicules/jour et temps de remplissage ≈ 10 min) F = fréquence de rupture flexible = $300 \times 4 \times 10^{-6} = 1,2 \times 10^{-3}$ / an	B
	Si débit limité à 120 g/s : ≈ 200 h de fonctionnement à l'année (5 véhicules/jour et temps de remplissage ≈ 7 min) F = fréquence de rupture flexible = $200 \times 4 \times 10^{-6} = 8 \times 10^{-4}$ / an	C

VIII. IDENTIFICATION DES BARRIÈRES DE SÉCURITÉ ET IMPACT IMPOSSIBLE SUR LA CLASSE DE PROBABILITÉ DES PhDS

L'identification des barrières s'est appuyée notamment sur une précédente étude de l'Ineris [10], sur les réglementations et normes en vigueur ([11], [12], [13], [14], [15], [16], [17]) et sur le code Canadien d'installation de l'hydrogène [18].

Pour rappel, une barrière de sécurité peut être valorisée [17] si (1) elle est indépendante des causes de l'évènement pouvant conduire à sa sollicitation, (2) elle est efficace pour remplir la fonction de sécurité pour laquelle elle a été choisie et (3) son temps de réponse est en adéquation avec la cinétique du PhD qu'elle doit maîtriser. Le cas échéant, il est alors possible de lui attribuer un niveau de confiance (NC) pour qualifier le facteur de réduction du risque. Il faut rappeler que la performance d'une barrière peut se dégrader au cours du temps. Le maintien de la performance doit donc

être assuré par la mise en œuvre d'une maintenance et d'une inspection adaptées, et par la réalisation de tests périodiques de fonctionnement. Compte tenu du caractère générique de cette étude, l'évaluation du NC de chaque barrière n'a pas fait l'objet d'un examen approfondi des critères de performance (efficacité, temps de réponse...) mais a été faite en retenant une valeur relativement prudente.

Le Tableau 7 présente un extrait du travail réalisé pour la seule zone de distribution de la station. Ce tableau fait l'inventaire des différentes règles de bonnes pratiques et barrières de sécurité, pouvant être mises en œuvre au niveau de l'installation, et présente l'évaluation faite du NC des barrières ainsi identifiées (lorsque celles-ci peuvent être valorisées). Grâce à ce travail, il est ainsi possible de déterminer l'effort à fournir pour réduire la probabilité d'occurrence d'un phénomène dangereux jusqu'à une classe E, par exemple, et surtout de déterminer à la fois la nature et le nombre de barrières nécessaires pour atteindre cet objectif.

IX. CONCLUSIONS

Cet article présente l'étude de sécurité d'une station de distribution d'hydrogène gazeux, réalisée par l'Ineris. Sur la base d'une installation type, l'Ineris a inventorié les différents potentiels de dangers pouvant être rencontrés sur ce type d'installation et a recensé l'accidentologie déjà existante. A partir de ces éléments, il a été possible de mener une analyse des risques afin d'identifier les situations accidentelles de façon la plus exhaustive possible. Cette étape est particulièrement importante dans la mesure où la station-service peut être à destination du grand public. Pour chacune de ces situations accidentelle, l'Ineris a réalisé une étude détaillée des risques en évaluant d'abord les conséquences des phénomènes dangereux puis leur probabilité d'occurrence. Enfin, à partir de textes réglementaires et de normes déjà existants, l'Ineris a listé pour ce type de station-service les règles de bonnes pratiques et des barrières techniques avec, pour ces dernières, leur impact éventuel sur la probabilité d'occurrence des phénomènes dangereux. Tous ces éléments ont été établis sur la base des connaissances actuelles. Ces éléments peuvent être utiles pour le porteur d'un projet et/ou l'exploitant d'une station de distribution d'hydrogène gazeux.

REMERCIEMENT

Les auteurs tiennent à remercier leur ancienne collègue Souhila KRIBI pour sa contribution à ces travaux.

REFERENCES

- [1] Règlement relatif à la classification, à l'étiquetage et à l'emballage des substances et des mélanges (CLP), Règlement CE n°1272/2008.
- [2] J. Sakamoto, R. Sato, J. Nakayama, N. Kasai, T. Shibutani, A. Miyake, "Leakage-type-based analysis of accidents involving hydrogen fueling stations in Japan and USA", *Int. Journal of Hydrogen Energy*, pp 21564-21570, 2016.
- [3] Arrêté du 29 septembre 2005 relatif 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.
- [4] C. Proust, « Prévoir les effets des explosions de poussières sur l'environnement, EFFEX, un outil de simulation », www.ineris.fr, ref. 22751, 2000.
- [5] Ineris, « Formalisation du savoir et des outils dans le domaine des risques majeurs (EAT-DRA-76) – Les éclatements de capacités, phénoménologie et modélisation des effets - Ω 15 », www.ineris.fr, réf. DRA-12-125630-04945B, 2013.
- [6] 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.
- [7] RIVM, « Reference Manual Bevi Risk Assessments version 3.1 », Introduction et Modules A, B et C, 2009
- [8] OREDA, "Offshore and Onshore Reliability Data", 6th Edition, 2015
- [9] J. La Chance, W. Houf, B. Middleton et L. Fluor, "Analyses to Support Development of Risk-Informed Separation Distances for Hydrogen Codes and Standards", Sandia Laboratories, SAND2009-0874, 2009.
- [10] Ineris, "Benchmark Station-service hydrogène", DRA-14-141532-06227C, 2014
- [11] ISO/TR 15916, "Considérations fondamentales pour la sécurité des systèmes à l'hydrogène", 2015.
- [12] ISO 19880-1, « Carburant hydrogène gazeux – Stations-service », 2016.
- [13] HyApproval, « Handbook for Hydrogen Refuelling Station Approval – v2.1 », WP2, Deliverable 2.2, 2008.
- [14] EIGA, "Gaseous Hydrogen Stations", IGC Doc 15/06/E, 2006.
- [15] Verband der TÜV, "Compressed gases 514: Requirements for hydrogen fueling station", MB DRGA 514, 2010.
- [16] N. Grasso, N. Cianelli, F. Pilo, M. Carcassi, F. Ceccherini, « Fire Prevention Technical Rule for Gaseous Hydrogen Refuelling Station », International Conference on Hydrogen Safety, 2005.
- [17] HYPER, "Installation Permitting Guidance for Hydrogen and Fuel Cell Stationary Applications : UK version", RR 715 Research Report, 2009.
- [18] CAN/BNG 1784-000, "Canadian Hydrogen Installation Code".
- [19] Ineris, "Ω-10 – Evaluation de la performance des barrières techniques de sécurité », www.ineris.fr, réf. DRA-17-164432-10199B, 2018.